



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MONTAJE DE SUBESTACIÓN ANTIGUA 69/13,8 KV AISLADA EN GAS
HEXAFLUORURO DE AZUFRE, ANTIGUA GUATEMALA, SACATEPÉQUEZ**

César Estuardo Carrillo Rodríguez
Asesorado por el Ing. Ulises Leonel Xutuc López

Guatemala, julio de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MONTAJE DE SUBESTACIÓN ANTIGUA 69/13,8 KV AISLADA EN GAS
HEXAFLUORURO DE AZUFRE, ANTIGUA GUATEMALA, SACATEPÉQUEZ**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

CÉSAR ESTUARDO CARRILLO RODRÍGUEZ

ASESORADO POR EL ING. ULISES LEONEL XUTUC LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Natanael Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Ulises Leonel Xutuc López
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

MONTAJE DE SUBESTACIÓN ANTIGUA 69/13,8 KV AISLADA EN GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE, ANTIGUA GUATEMALA, SACATEPÉQUEZ

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 15 de mayo de 2017.


Cesar Estuardo Carrillo Rodríguez

Guatemala, 26 de Enero de 2018

Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Coordinador de EPS
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ing. Estrada:

Por este medio le informo respetuosamente como asesor de la práctica del ejercicio profesional supervisado (E.P.S) del estudiante César Estuardo Carrillo Rodríguez quien se identifica con número de registro 2012-12509, procedí a revisar el informe titulado: **"MONTAJE DE SUBESTACIÓN ANTIGUA 69/13.8 KV AISLADA EN GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE, ANTIGUA GUATEMALA, SACATEPÉQUEZ"**.

Por lo que posterior a la revisión del documento, el cual fue desarrollado y concluido satisfactoriamente, cumpliendo este con el contenido y objetivos fijados. Informo que doy por **APROBADO** el informe de E. P. S.

Sin otro particular me es grato suscribirme.

The block contains a handwritten signature in dark ink, which appears to read "Ulises Xutuc". To the right of the signature is a rectangular professional stamp with a double border. The text inside the stamp is: "Ulises Leonel Xutuc López" on the first line, "INGENIERO ELECTRICISTA" on the second line, and "COLEGIADO No. 13164" on the third line.

Ing. Ulises Leonel Xutuc López
ASESOR



Guatemala 12 de abril de 2018.
Ref.EPS.D.133.04.18.

Ing. Otto Fernando Andrino González
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

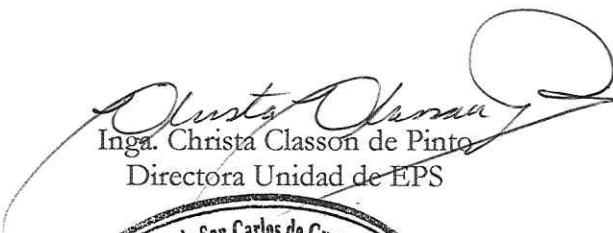
Estimado Ingeniero Andrino González:

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"MONTAJE DE SUBESTACIÓN ANTIGUA 69/13,8 KV AISLADA EN GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE, ANTIGUA GUATEMALA, SACATEPÉQUEZ"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **César Estuardo Carrillo Rodríguez**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Ulises Leonel Xutuc López y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"


Inga. Christa Classon de Pinto
Directora Unidad de EPS


CCdP/ra





REF. EIME 39. 2018.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen el Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: CÉSAR ESTUARDO CARRILLO RODRÍGUEZ titulado: MONTAJE DE SUBESTACIÓN ANTIGUA 69/13.8 KV AISLADA EN GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE, ANTIGUA, GUATEMALA, SACATEPEQUEZ, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González



GUATEMALA, 21 DE MAYO 2018.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **MONTAJE DE SUBESTACIÓN ANTIGUA 69/13,8 KV AISLADA EN GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE, ANTIGUA GUATEMALA, SACATEPÉQUEZ**, presentado por el estudiante universitario: **César Estuardo Carrillo Rodríguez**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, julio de 2018

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por la sabiduría y la luz divina para guiar mi camino.
Mi padre	Estuardo Carrillo Barrera, por ser el ejemplo a seguir en cualquier circunstancia.
Mi madre	María Noriz Rodríguez, por el día a día junto a mí.
Mis hermanos	Bellanira, Alejandra y Carlos Carrillo Rodríguez, por apoyarme en todo momento.
Mis tíos y primos	Con mucho cariño.
Mi padrino	Evilio Rodríguez, por sus consejos.
Mis tíos	Elfidio y Bessy Carrillo, siempre llevaré sus recuerdos en mi corazón.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por darme la oportunidad de pertenecer a ella y ser otro hogar para mí.
Facultad de Ingeniería	Por todo el conocimiento y experiencias.
TRELEC	Por darme la oportunidad de seguir aprendiendo y permitirme desarrollar mi Ejercicio Profesional Supervisado.
Personal TRELEC	Por apoyarme en el día a día.
Mi amigo	Ing. Ulises Xutuc, por la orientación y confianza proporcionada.
Mis amigos de la facultad	Por las experiencias vividas y por vivir.
Mis amigos de la infancia	Por ser mis otros hermanos.
Mis amigos del científico	Por su valiosa amistad y cariño.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. CARACTERÍSTICAS Y GENERALIDADES	1
1.1. Historia TRELEC, S. A.....	1
1.2. Historia subestaciones aisladas en gas-SF6	2
1.3. Problemática subestación actual	4
1.3.1. Estado actual	4
1.3.2. Contaminación.....	6
1.3.3. Estudio de crecimiento demográfico de la carga	6
1.3.4. Espacio	7
1.3.5. Necesidad de ampliar la capacidad	7
1.4. Localización	7
1.4.1. Física	8
1.4.2. Dentro del sistema nacional interconectado	8
1.5. Métodos alternativos para modificar la subestación	11
1.5.1. Ampliación en el mismo terreno.....	11
1.5.2. Terreno nuevo	12
1.5.3. Ampliación de capacidad de transformación	13
1.5.4. Diseñar una SE-69 kV compacta aislada en gas-SF6	13

1.6.	Alimentación y zonas de influencia	14
1.6.1.	Alimentación primaria 69 kV	16
1.6.2.	Distribución secundaria 13,8 Kv	18
1.6.3.	Área de influencia distribución.....	20
2.	CONCEPTOS BÁSICOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS AISLADAS EN GAS- SF6.....	23
2.1.	Subestación eléctrica	23
2.1.1.	Clasificación por los niveles de tensión	24
2.1.2.	Nomenclatura y simbología	25
2.1.3.	Equipos de 69 kV	26
2.1.3.1.	Interruptor de potencia	27
2.1.3.2.	Pararrayos.....	28
2.1.3.3.	Seccionador	30
2.1.3.4.	Transformadores de potencial.....	31
2.1.3.5.	Transformadores de corriente	32
2.1.3.6.	Bujes de conexión 69 kV	34
2.1.3.7.	Envoltentes.....	36
2.1.3.8.	Separadores.....	38
2.1.3.9.	Transformador de potencia	38
2.1.3.9.1.	Características principales	39
2.1.3.9.2.	Conexiones en alto y bajo voltaje ...	41
2.1.3.10.	Barras de 69 kV	42
2.1.4.	Equipos de 13,8 kV	43
2.1.4.1.	Reconectores	44
2.1.4.2.	Cuchillas.....	44
2.1.4.3.	Transformador de corriente	45

2.1.4.4.	Transformador de potencial	46
2.1.4.5.	Regulador de voltaje	47
2.1.4.6.	Barras de 13,8 kV	48
2.1.5.	Equipos de baja tensión	48
2.1.5.1.	Cargador de baterías	49
2.1.5.2.	Tableros de PCYM	50
2.1.5.3.	Banco de baterías.....	53
2.1.5.4.	Equipo de protección	53
2.1.5.5.	Equipo de comunicación.....	55
2.1.6.	Red de tierras para subestación aislada en gas SF6	56
2.1.6.1.	Resistividad del terreno	57
2.1.6.2.	Norma IEEE Std. 80-2000	58
2.1.6.3.	Material común utilizado	59
2.1.6.3.1.	Cable de cobre duro desnudo.....	59
2.1.6.3.2.	Varilla <i>cooperweld</i> ..	59
2.1.6.3.3.	Soldadura exotérmica	60
2.1.7.	Apantallamiento de subestación	61
2.1.7.1.	Norma IEEE Std. 998-1996	62
2.1.8.	Gas hexafluoruro de azufre	62
3.	ANÁLISIS Y CÁLCULO PARA MONTAJE DE LA SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS-SF6	67
3.1.	Análisis y cálculo de red de tierras	67
3.1.1.	Análisis de VFTO para la subestación aislada en gas-SF6.....	68

3.1.2.	Procedimiento para el diseño de una red de tierras	70
3.1.3.	Memoria de cálculo	75
3.1.4.	Diseño final de la red de tierras	78
3.1.5.	Resultados obtenidos	81
3.2.	Análisis y cálculo de apantallamiento de subestación	82
3.2.1.	Procedimiento para el diseño de apantallamiento	83
3.2.2.	Memoria de calculo	87
3.2.3.	Diseño final del apantallamiento	90
3.2.4.	Resultados obtenidos	91
3.3.	Análisis pruebas de campo a subestación GIS	91
3.3.1.	Análisis prueba de alta tensión	93
3.3.2.	Análisis prueba resistencia de contacto	100
3.3.3.	Análisis prueba de control local de gabinetes	102
3.3.4.	Análisis de prueba de calidad del gas	109
3.3.5.	Análisis prueba de enclavamientos	111
3.3.6.	Análisis prueba de alarmas y disparos	114
3.4.	Análisis y cálculo de servicios auxiliares	118
3.4.1.	Análisis y cálculo de servicios auxiliares AC ..	119
3.4.1.1.	Procedimiento para diseño de servicios auxiliares AC	121
3.4.1.2.	Memoria de cálculo para servicios auxiliares AC	123
3.4.1.3.	Diseño final de servicios auxiliares AC	127
3.4.2.	Análisis y cálculo de servicios auxiliares DC ..	127
3.4.2.1.	Procedimiento para diseño de servicios auxiliares DC	129

	3.4.2.2.	Memoria de cálculo para servicios auxiliares DC	132
	3.4.2.3.	Diseño final de servicios auxiliares DC	134
	3.4.3.	Resultados obtenidos	135
3.5.		Análisis y cálculo de aire acondicionado en casetas	138
	3.5.1.	Procedimiento para el diseño de sistema de aire acondicionado.....	139
	3.5.2.	Cálculo de cargas térmicas.....	140
	3.5.3.	Calculo de cargas calóricas	141
	3.5.4.	Memoria de cálculo.....	141
	3.5.5.	Diseño final del aire acondicionado	144
	3.5.6.	Resultados obtenidos	145
3.6.		Planos y diagramas finales.....	146
	3.6.1.	Planos finales	146
	3.6.1.1.	Plano de disposición física	148
	3.6.1.2.	Plano de montaje	149
	3.6.1.3.	Plano distribución de sitio	150
	3.6.1.4.	Plano de red de tierras	151
	3.6.1.5.	Plano de blindaje	152
	3.6.2.	Diagramas y esquemas	153
	3.6.2.1.	Diagrama unifilar de subestación.....	154
	3.6.2.2.	Esquema arquitectura de comunicaciones	155
	3.6.2.3.	Esquema arquitectura de control.....	156
	3.6.2.4.	Diagrama de enclavamientos	157
	3.6.2.5.	Esquema acción de protecciones.....	158

4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO, COSTOS E INGRESOS.....	159
4.1.	Costos	159
4.2.	Ingresos	160
4.3.	Evaluación económica	161
4.3.1.	Valor actual neto (VAN).....	162
4.3.2.	Tasa interna de retorno (TIR).....	162
4.3.3.	Relación beneficio/costo (B/C)	163
4.3.4.	Tiempo de recuperación.....	163
4.3.5.	Recuperación de inversión y punto de quiebre del proyecto	164
	CONCLUSIONES.....	167
	RECOMENDACIONES	169
	BIBLIOGRAFÍA.....	171
	APÉNDICES.....	173
	ANEXOS.....	181

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Subestación GIS instalada en los años 60's.....	3
2.	Diagrama unifilar subestación Antigua y alimentadores.....	5
3.	Ubicación de Subestación Antigua en SNI.....	10
4.	Área de influencia proyecto.....	15
5.	Alimentación primaria y configuración.....	17
6.	Distribución circuitos de 13,8 kV	19
7.	Calles alimentadas por subestación Antigua.....	21
8.	Diseño típico de interruptor de potencia.....	28
9.	Diseño módulo típico de un pararrayos.....	29
10.	Diseño y posiciones de seccionador aislado en gas.	31
11.	Transformador de potencial y principales partes.....	32
12.	Transformador de corriente y principales partes	34
13.	Módulos de conexión a subestación GIS	36
14.	Relé Buchholz instalado en transformador de potencia	41
15.	Conexión típica de transformadores de corriente.....	46
16.	Conexión típica de transformadores de potencial	47
17.	Cargador de baterías La Marche A12B.....	50
18.	Diseño de tableros ABB para interior de caseta.....	52
19.	Soldaduras exotérmicas típicas.	60
20.	Máquina de llenado y extracción de gas.	64
21.	Detector de fuga de gas hexafluoruro de azufre	65
22.	Malla a tierra propuesta.....	76
23.	Puesta a tierra interruptor de potencia	79
24.	Puesta a tierra bujes de entrada de línea.....	80

25.	Puesta a tierra armarios de control individuales	80
26.	Puesta a tierra de una bahía completa.	82
27.	Concepto de esfera de radio igual a la distancia de descarga Sm.	85
28.	Punta pararrayos típica Franklin	90
29.	Secuencia de prueba alta tensión para subestaciones GIS.....	95
30.	Diagrama esquemático equipo de prueba alta tensión.	97
31.	Diagrama subestación GIS	106
32.	Diagrama módulo de alarmas	115
33.	Esquema servicios auxiliares AC configuración radial doble	120
34.	Esquema servicios auxiliares DC configuración simple	129
35.	Esquema de servicios auxiliares AC.....	136
36.	Esquema de servicios auxiliares DC.....	137
37.	Diseño montaje aire acondicionado	144
38.	Disposición física subestación Antigua GIS	148
39.	Montaje subestación Antigua GIS.....	149
40.	Obra civil subestación Antigua GIS.....	150
41.	Red de tierras subestación Antigua GIS	151
42.	Blindaje subestación Antigua GIS.....	152
43.	Unifilar subestación Antigua GIS	154
44.	Esquema comunicaciones subestación Antigua GIS.....	155
45.	Control subestación Antigua GIS	156
46.	Enclavamientos típicos subestación Antigua GIS	157
47.	Acción típica de protecciones subestación Antigua GIS	158

TABLAS

I.	Especificaciones de cargador de baterías marca La Marche.....	50
II.	Modelado de equipos comunes en subestación GIS	70
III.	Resistividad del terreno.....	71
IV.	Parámetros considerados para el cálculo de la red de tierras.....	74
V.	Comparación de tensiones en malla	78
VI.	Parámetros considerados para el cálculo del apantallamiento.	86
VII.	Valores prueba de alta tensión.....	99
VIII.	Valores prueba resistencia de contactos.....	102
IX.	Prueba de distribución de corriente alterna.....	104
X.	Prueba distribución de corriente directa	105
XI.	Funciones de mando.....	107
XII.	Prueba de calidad del gas	110
XIII.	Prueba de enclavamientos.....	112
XIV.	Alarmas nivel de gas y supervisión de conectores.....	116
XV.	Alarmas equipos GIS	117
XVI.	Detalle servicios auxiliares AC	127
XVII.	Detalle servicios auxiliares DC	135
XVIII.	Datos aire acondicionado.....	145
XIX.	Costos subestación Antigua GIS.....	160

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
AC	<i>Alternative current</i> , corriente alterna
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
DC	<i>Direct current</i> , corriente directa
GIS	<i>Gas insulated switchgear</i> , interruptor aislado en gas
Hz	Hertz
I	Corriente
kA	Kilo amperio
kVA	Kilo volts-amperes
LT	Línea de transmisión
m	Metro
m ²	Metro cuadrado
MVA	Mega volts-amperes
MVAR	Mega volts-amperes reactivos
MW	Mega watts
PCYM	Protección control y medición
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition</i> , Sistema de control y adquisición de datos
SF6	Hexafluoruro de azufre
SNI	Sistema nacional interconectado
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
UTR	Unidad terminal remota
V	Voltaje

VFTO	<i>Very fast transiendent overvoltage</i> , transitorios ultra rápidos de sobre voltaje
Ω	Ohmios
IEC	<i>International Electrotechnical comission</i> , Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> , Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos

GLOSARIO

AIS	<i>Air insulated switch gear</i> son los interruptores que tienen como medio dieléctrico el aire del ambiente.
Aislador	Dispositivo que cuenta con una alta resistencia, funciona como soporte que separa una parte energizada de un punto de agarre.
Alstom	Corporación francesa enfocada en la fabricación de equipo eléctrico de alta potencia.
Demanda	Es la suma de todas las cargas conectadas a un sistema y que deben ser despachadas en cierto tiempo.
Dieléctrico	material que posee una baja conductividad eléctrica, un poco por encima a la de un material aislante.
Electrodo	Conductor eléctrico que se utiliza para hacer contacto entre 2 superficies, ya sean metálicas u de otro tipo.
Encapsulado	Pieza aislada bajo una presión propia, sin contacto con el ambiente exterior.
Gabinete	Mueble donde se concentran todas las señales y las borneras de puntos de conexión de algún equipo.

Interruptor	Dispositivo encargado de dar o cortar el paso de corriente de un punto a otro, esto bajo carga.
Libranza	distancia necesaria para contar con la certeza de que no existe exposición hacia alguna descarga eléctrica.
Puesta a tierra	Punto de conducción de baja resistencia para los equipos hacia la tierra física del sistema.
Rayo	Descarga natural de electricidad estática, genera un gran impulso electromagnético.
Relé Buchholz	Válvula encargada de detectar gases que se generan internamente en un transformador de potencia.
Seccionador	Dispositivo encargado de dar o cortar el paso de corriente de un punto a otro, esto sin carga.
Sobretensión	Descargas de altos niveles de voltaje, pueden ser descargas altas, rápidas o pasajeras.
TRELEC, S.A.	Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima.

RESUMEN

El plan de expansión de la red de transmisión aprobado por la CNEE, describe que TRELEC, S.A., cuenta con la obligación de la ampliación de subestación Antigua. Esta ampliación consiste en montar 3 campos de entrada de línea con su interruptor de potencia y 1 campo de transformación con su interruptor de potencia. Los aspectos más importantes involucrados en el montaje de esta subestación son incluidos en el presente informe.

El montaje de subestación Antigua asilada en gas hexafluoruro de azufre, pretende brindar una mayor confiabilidad y seguridad de suministro eléctrico a su área de influencia. Siendo esta tecnología la alternativa más viable para la ampliación de la subestación, debido a su significativa reducción de espacio en comparación a una convencional.

Los equipos involucrados en una subestación GIS cumplen las mismas funciones que los convencionales, con la única diferencia que debido al aislamiento en gas la libranza entre un equipo y otro se reduce, dando la opción de montar una subestación más compacta.

La red de tierras y el apantallamiento para este tipo de subestaciones, sufren de variaciones debido a los transitorios ultra rápidos de sobre voltaje que se generan en este tipo de subestación.

Se presentan análisis y cálculos para el diseño de la red de tierras y el apantallamiento en la subestación, esto con el fin de contar con un diseño comparativo con respecto al enviado por fábrica. Las pruebas realizadas a

subestación Antigua GIS en sitio fueron documentadas y analizadas, estas son esenciales para aceptar el montaje de la subestación. Se presenta un análisis y cálculo de los servicios auxiliares a utilizar en la subestación. Se incluyen los planos y diagramas más importantes de la subestación GIS.

Por último se incluye una evaluación económica donde se logra verificar que el proyecto es rentable a largo plazo para la empresa, este análisis se realizó tomando en cuenta que la subestación a montar es GIS.

OBJETIVOS

General

Analizar y presentar los aspectos más importantes involucrados en el montaje de subestación Antigua 69/13,8kV aislada en gas hexafluoruro de azufre.

Específicos

1. Definir las características y generalidades más importantes involucradas en la ampliación de subestación Antigua.
2. Describir los conceptos básicos de todos los equipos a instalar en la subestación.
3. Realizar el análisis y cálculo de la red de tierras, apantallamiento y servicio auxiliares a utilizar en la subestación GIS.
4. Documentar y analizar todas las pruebas realizadas en campo a la subestación GIS.
5. Presentar una evaluación económica del proyecto para analizar su beneficio y costo a futuro.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la red eléctrica en Guatemala obliga a realizar ampliaciones en subestaciones existentes, estas ubicadas en lugares bastante poblados donde ya es muy difícil la adquisición de un terreno. TRELEC, S.A. se ve en la necesidad de buscar una alternativa diferente para la ampliación de subestación Antigua, ya que esta se ubica en un municipio bastante poblado y alta plusvalía. Luego de evaluar todas las posibilidades para esta ampliación, se optó por el montaje de una subestación aislada en gas hexafluoruro de azufre.

Las subestaciones aisladas en gas hexafluoruro de azufre son poco comunes en el medio eléctrico. No se cuenta con suficiente información a detalle sobre los procesos que involucra el montaje y puesta en operación una subestación de este tipo.

El análisis, cálculo y documentación de los procesos más importantes que se realizarán en el montaje de la subestación Antigua aislada en gas hexafluoruro de azufre, brindarán valiosa información con la que no se cuenta en la biblioteca universitaria. Se describirán las características más importantes de los equipos instalados en la subestación GIS, el cálculo y análisis de los distintos parámetros para la red de tierras, el apantallamiento y los servicios auxiliares a utilizar en la subestación.

1. CARÁCTERÍSTICAS Y GENERALIDADES

La subestación Antigua 69/13,8 kV cuenta actualmente con 1 campo de entrada de línea en 69 kV que a su vez realiza la función de protección del transformador. Debido al constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica y para contar con una mayor confiabilidad se efectuarán modificaciones en su configuración, tecnología y alimentación. Esta subestación es propiedad de Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (TRELEC).

1.1. Historia TRELEC, S. A.

El 21 de octubre de 2010 Grupo EPM de Medellín, Colombia adquirió el 80% de las acciones de EEGSA, por lo que se constituye en el nuevo socio mayoritario de esta empresa. Luego de este cambio de administración se realiza de forma más notoria la división de las 5 empresas que forman la corporación EEGSA, aunque realmente la creación de estas se había efectuado alrededor del 2000.

TRELEC, S. A. es una empresa creada con el objetivo principal de actividades como el transporte de energía eléctrica, la transformación de esta y manejo de clientes conectados a la red de alta tensión.

A la fecha las instalaciones de TRELEC, S. A. están conformadas por 65 kilómetros de líneas de 230 kV, 700 kilómetros de 69 kV, 74 subestaciones entre ellas de maniobra y transformación.

Los clientes de TRELEC, S.A. se integran por los agentes del mercado mayorista que hacen uso de sus instalaciones, las cuales actualmente están ubicadas en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

En el 2013 le fue adjudicada la construcción del plan de expansión de la red de transmisión (PET 1), proyecto que comprende la ampliación de 60 subestaciones, más la construcción de 21 nuevas y la implementación de 210 kilómetros de líneas.

En el 2015 el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala adjudicó a TRELEC las obras correspondientes al lote D, el cual forma parte de cinco lotes que integran el PETNAC. Además del diseño y la construcción de las líneas y las subestaciones, TRELEC se encargará de las servidumbres, adquisición de terrenos, supervisión, operación y mantenimiento del sistema de transporte eléctrico en el suroriente del país.

El proyecto consiste en construir 160 kilómetros de líneas de 69 kV y 12 subestaciones a 230, 138 y 69 kV para suministrar energía eléctrica de alta calidad. Con la nueva adjudicación, se podrá ampliar al suroriente de Guatemala, a través de los departamentos vecinos Santa Rosa y Jalapa, para expandir sus horizontes de crecimiento, llegando así a ciudades que se encuentran a 4 kilómetros de la frontera con Honduras y a 10 kilómetros de la frontera con El Salvador, lo que puede representar nuevas oportunidades de inversión.

1.2. Historia subestaciones aisladas en gas-SF6

Las subestaciones aisladas en gas-SF6 o encapsuladas fueron dadas a conocer en la década de los 60's, en este momento se presentaron como alternativa a las subestaciones aisladas en aire. En 1966 se instala en Francia un prototipo experimental de 245 kV, siendo esta una demostración del buen funcionamiento y el reducido espacio requerido por la subestación.

Figura 1. **Subestación GIS instalada en los años 60's**



Fuente: SOSA, Julio. Subestaciones eléctricas de alta tensión aisladas en gas.

Han existido muchos factores que han venido influenciando a lo largo de los años en lo que a subestaciones asiladas gas-SF₆ se refiere, la utilización del gas-SF₆ para el corte del arco eléctrico en los interruptores de alta tensión, la utilización de energía en resortes para la apertura y cierre de distintos componentes de protección, el estudio de los fenómenos que se daban en las cámaras de los interruptores SF₆, dio la oportunidad de conseguir dimensiones dieléctricas más pequeñas y mejorar la confiabilidad de los equipos.

Actualmente las subestaciones aisladas en gas-SF6 se presentan en dimensiones reducidas en comparación con las convencionales, con una gran confiabilidad, materiales de alto rendimiento, durabilidad y con muy poco mantenimiento exigido. El costo de estas subestaciones cada vez es más reducido y se adaptan perfectamente a las normas de protección del medio ambiente.

En Guatemala actualmente se tiene la existencia de 2 subestaciones aisladas en gas-SF6. Actualmente se tiene en desarrollo el montaje de la subestación incienso 230/69 kV está aislada en gas-SF6, asimismo, la subestación Antigua 69 kV que se desarrollará en tecnología GIS.

1.3. Problemática subestación actual

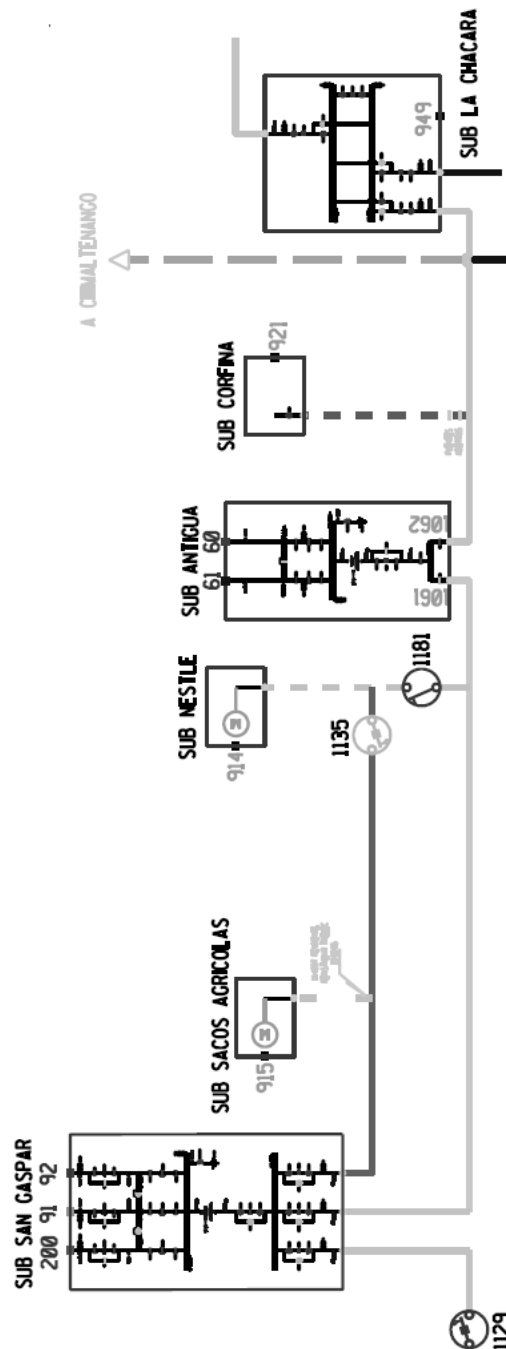
Actualmente la subestación Antigua se encuentra dentro del plan de expansión de transmisión PET 2013-2019 descrita en la resolución 197-2013 dictada por la CNEE. En esta se describe la modificación de esta subestación para la mejora de su confiabilidad y facilidad de mantenimiento. El proyecto consiste en la construcción de 3 campos de línea aislados en gas-SF6 para recibir la alimentación que a su vez se transformará y se distribuirá en las zonas de carga. La demanda de carga crece de manera constante en este sector debido al alto turismo y los comercios, el suministro de energía eléctrica en este sector es de vital importancia.

1.3.1. Estado actual

La subestación Antigua 69/13,8 kV cuenta actualmente con un campo de protección de transformador que a su vez recibe las dos líneas que alimentan esta subestación en 69 kV, una línea proviene de subestación San Gaspar

69/13,8 kV y la otra proviene de subestación la Chácara 69 kV. Actualmente la subestación suministra electricidad con los circuitos 60 y 61 en 13,8 kV.

Figura 2. **Diagrama unifilar subestación Antigua y alimentadores**



Fuente: TRELEC, S.A. Esquema unifilar TRELEC.

1.3.2. Contaminación

Actualmente la subestación Antigua se encuentra en un área con pocos índices de contaminación, no cuenta con industrias contaminantes en su cercanía. Esta subestación se encuentra ubicada en área rural, por lo que no se ve afectada por la contaminación urbana. Como conclusión el ambiente donde esta subestación se ubica es un ambiente libre de un nivel de contaminación a considerar, que pueda llegar a afectar el funcionamiento de los equipos o la subestación actual.

1.3.3. Estudio de crecimiento demográfico de la carga

Con la posibilidad de cubrir toda la demanda eléctrica subestación Antigua cuenta con 2 circuitos en 13,8 kV, esta es la principal finalidad por la cual fue creada dicha subestación. Ya que Antigua Guatemala cuenta con restricciones para la construcción de edificios o centros comerciales la demanda de energía eléctrica se mantiene constante y no sufre de un crecimiento significativo para que este sea tomado a consideración.

Se estima que en los próximos 10 años el suministro eléctrico de Antigua Guatemala se podrá seguir proporcionando por medio de los 2 circuitos existentes. Se tiene proyectado la construcción de otros centros de transformación cercanos a subestación Antigua en los próximos años, estos podrán cubrir un relativo crecimiento de la demanda eléctrica que se tenga en este sector.

1.3.4. Espacio

La subestación Antigua se encuentra en un terreno propiedad de TRELEC de 1 200 metros cuadrados aproximadamente. En este se encuentran distribuidos las diferentes estructuras de las que se compone la subestación. El área actual ocupada por estas estructuras es de 900 metros cuadrados aproximadamente, teniendo de reserva para futuras ampliaciones o modificaciones 300 metros cuadrados de área libre.

1.3.5. Necesidad de ampliar la capacidad

Actualmente esta subestación se compone de dos circuitos de distribución para suministrar energía eléctrica al sector, debido al constante crecimiento de la población la demanda de energía eléctrica viene en aumento, obligando así a realizar una ampliación y mejora de confiabilidad de la subestación.

Como proyecto futuro que se tiene incluido dentro del plan de expansión de transmisión se realizará una subestación nueva en San Miguel Dueñas para alimentar esta subestación es necesario realizar un campo de 69 kV en subestación Antigua.

1.4. Localización

Ubicada en el departamento de Sacatepéquez, subestación Antigua es la encargada de suministrar la energía a sectores importantes de este departamento, no solo por su alto turismo y también por su industria, compuesta principalmente por el café y los textiles. Antigua Guatemala la principal carga de demanda eléctrica se compone de hoteles, sitios turísticos, centros nocturnos,

entre otros, debido a esto es de mucha importancia mantener un una alta confiabilidad del servicio.

1.4.1. Física

Subestación Antigua 69/13,8 kV se ubica actualmente en la 7ª calle oriente final, Antigua Guatemala. Debido a que Antigua Guatemala es considerada una ciudad colonial y patrimonio nacional, existen muchas restricciones por parte de la municipalidad de Sacatepéquez, entre estas se encuentran las restricciones para el transporte pesado, los permisos para demolición, nueva construcción o modificación de cualquier propiedad se realización estudios y análisis para detectar si no existen amenazas de dañar el patrimonio cultural, Todas las propiedades que se encuentran dentro de Antigua Guatemala poseen un mismo diseño manteniendo el ambiente de historia que este lugar guarda.

Para colocación de nuevos postes o cambio de postes ya existentes se deben cumplir estrictos requisitos que la municipalidad requiere, además cuando estos son nuevos postes se debe tener la autorización de la municipalidad para que estos no afecten la visual de la ciudad colonial. Cuando se necesita realizar tendido de conductor de igual forma se debe de solicitar permisos para la utilización de camiones grúa en el sector y los cortes de energía que algunas veces son necesarios. Debido a que esta ciudad colonial es de alta influencia de turismo existen muchos comercios y bastante tráfico vehicular, estos factores afectan al momento de querer trabajar en las calles del sector.

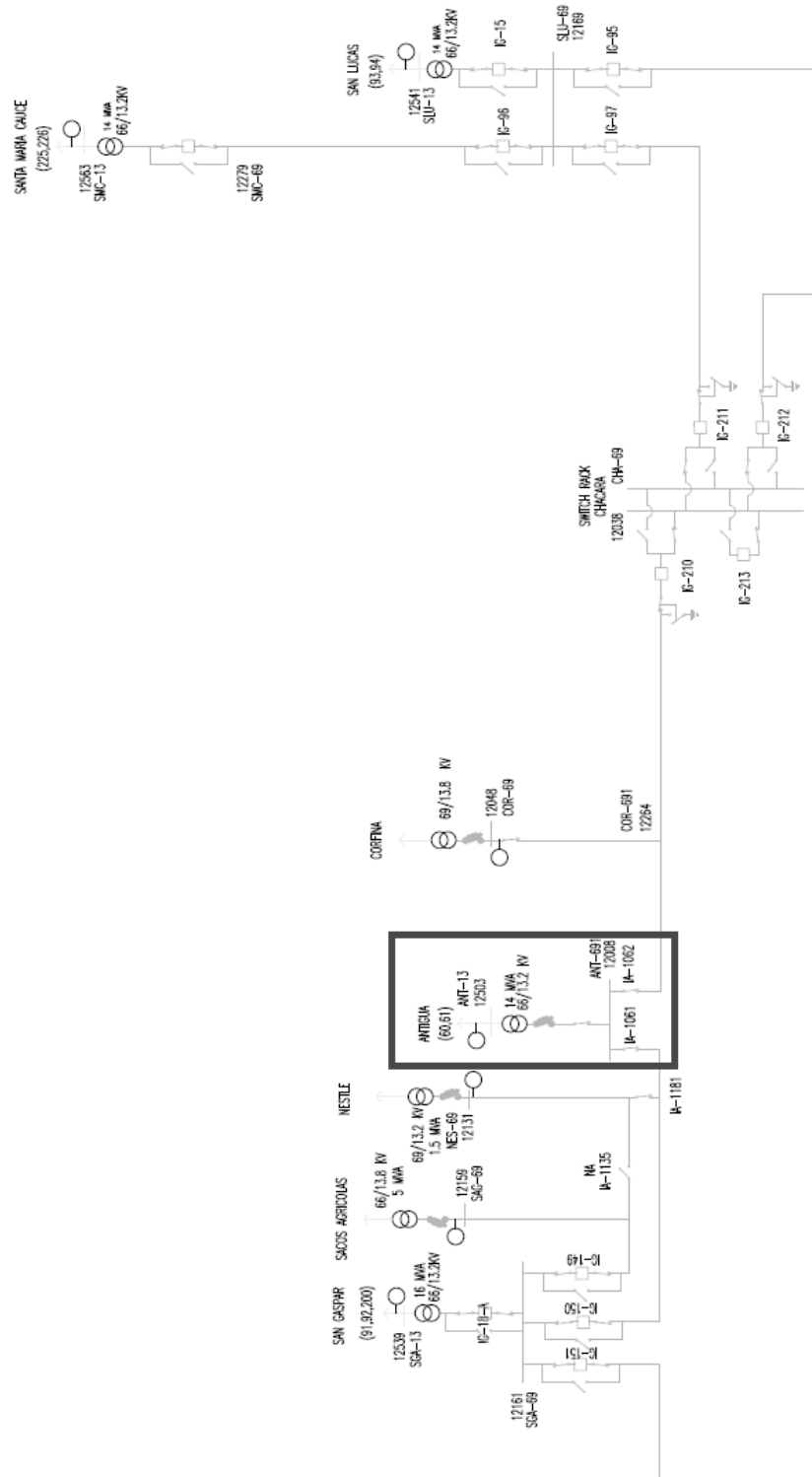
1.4.2. Dentro del sistema nacional interconectado

El sistema nacional interconectado muestra de forma interactiva y eficiente como se encuentran conectados los diferentes puntos de generación, transporte

y transformación de energía eléctrica en todo el país. Es muy importante conocer de qué manera afectará a este sistema cualquier modificación que se le efectué ya sea a una línea, subestación o generadora.

Debido a estos aspectos anteriormente mencionados es necesario realizar un estudio eléctrico donde se analiza de qué forma impactará el proyecto que se va a realizar y si este es conveniente o no. Subestación Antigua se encuentra conectada en lado de 69 kV directamente con subestación Chácara y subestación San Gaspar siendo estas de igual manera propiedad de TRELEC.

Figura 3. Ubicación de subestación Antigua en SNI



Fuente: TRELEC, S.A. Esquema unifilar SIN.

Subestación San Gaspar es una subestación de transformación que cuenta con un transformador de potencia de 16 MVA de relación 69/13,8 kV y 3 circuitos de 13,8 kV para suministrar energía, además cuenta con 3 campos de entrada de línea en 69 kV que conectan con subestación Palin, subestación Antigua y subestación Sacos Agrícolas, adicionalmente un campo de 69 kV para protección del transformador. Subestación Chácara es una subestación de maniobras que únicamente cuenta con 3 campos de entrada de línea en 69 kV en configuración doble barra para una mayor confiabilidad y versatilidad, un campo está destinado a subestación Antigua, el siguiente a subestación San Lucas y el último campo para la línea hacia subestación Santa Mónica y Guate Sur, también se tiene un campo para acople entre barras.

1.5. Métodos alternativos para modificar la subestación

Existen métodos para la ampliación de una subestación, se selecciona el método que más se adecue a los estudios realizados, siempre tratando de tener el menor gasto y generar las mejores ganancias en un futuro. Los estudios tomados en cuenta para estas ampliaciones o modificaciones son el estudio eléctrico, este indica cómo se comportaría la red con esta ampliación en los siguientes años, el estudio de carga eléctrica, por medio de este se analiza la demanda de energía que existe actualmente y se proyecta hacia años futuros. El estudio de impacto ambiental es un análisis muy importante que se realiza para identificar los factores que se puedan ver alterados por la ampliación que se seleccionara.

1.5.1. Ampliación en el mismo terreno

Debido a que subestación Antigua es actualmente una subestación convencional que cuenta con un campo de transformación con su transformador

de potencia, sus circuitos de distribución, sus reguladores de voltaje por fase de estos circuitos, su caseta de control, ocupa un 75 % de terreno existente propiedad de TRELEC. El proyecto en sí requiere la adición de 3 nuevos campos para entrada de línea, esto incluiría interruptores de potencia, transformadores de medición, seccionadores, además de 1 campo de acople y otro de transformación, estructura para montaje de equipos, ampliación de caseta para los nuevos equipos de control, debido a eso con un 25 % de espacio disponible para esta ampliación no se puede efectuar la misma con el terreno existente si esta continua siendo una subestación convencional.

1.5.2. Terreno nuevo

El actual terreno donde se encuentra la subestación tiene como colindancias casas construidas, debido a eso se descarta la posibilidad de ampliar el terreno. La adquisición de un terreno en el área de distribución actualmente se ve muy complicado ya que siendo esta una ciudad colonial conocida mundialmente la demanda de terrenos y casas es muy alta en este sector. La alternativa es rechazada debido a que un terreno amplio a buen precio y donde la municipalidad permita cualquier tipo de modificaciones se encontraría muy lejos del centro de carga, esto implicaría realizar las siguientes modificaciones, rediseñar la trayectoria de los circuitos de distribución y realizar un nuevo cálculo de los circuitos de distribución, debido a las caídas de tensión así como la nueva distribución de los transformadores de baja tensión.

El costo de todo este rediseño, la adquisición del nuevo terreno, la redistribución de todos los circuitos alimentadores trazando nuevas rutas y la negociación con la municipalidad hace que esta alternativa no sea viable para la ampliación de la subestación.

1.5.3. Ampliación de capacidad de transformación

Ya que actualmente la subestación es capaz de cubrir la demanda actual de todos los circuitos necesarios por la distribución de energía eléctrica en el sector no es necesario sustituir el actual transformador de 10/14 MVA a otro de mayor capacidad. La principal razón por la cual se efectuará el proyecto es para tener una mayor confiabilidad de suministro eléctrico en el lado de alta tensión 69 kV, realizando la construcción de campos de 69 kV para recibir líneas de transmisión, así como modificando la configuración de la subestación para tener una mayor disponibilidad.

1.5.4. Diseñar una SE-69 kV compacta aislada en gas-SF6

El diseñar y montar una subestación compacta aislada en gas hexafluoruro de azufre es la propuesta que más se adecua a los requerimientos del proyecto, se cuenta con un terreno limitado donde no se podría realizar la subestación aislada en aire requerida, además la compra de un terreno vecino sería muy complicado ya que se tienen casas ya construidas y son del tipo colonial. La demolición de estas casas requiere de muchos permisos con la municipalidad, las propiedades en Antigua Guatemala actualmente tienen un precio muy alto debido a su alta demanda.

La adquisición de un terreno que se encuentre fuera del área de alto costo de Antigua Guatemala tampoco sería factible, se tendrían que modificar todas las rutas de los circuitos de 13,8 kV existentes actualmente, modificar la ruta de las líneas de transmisión de 69 Kv ya existentes.

La utilización de una subestación aislada en gas permite tener una reducción del 40 % de espacio en comparación a una subestación aislada en

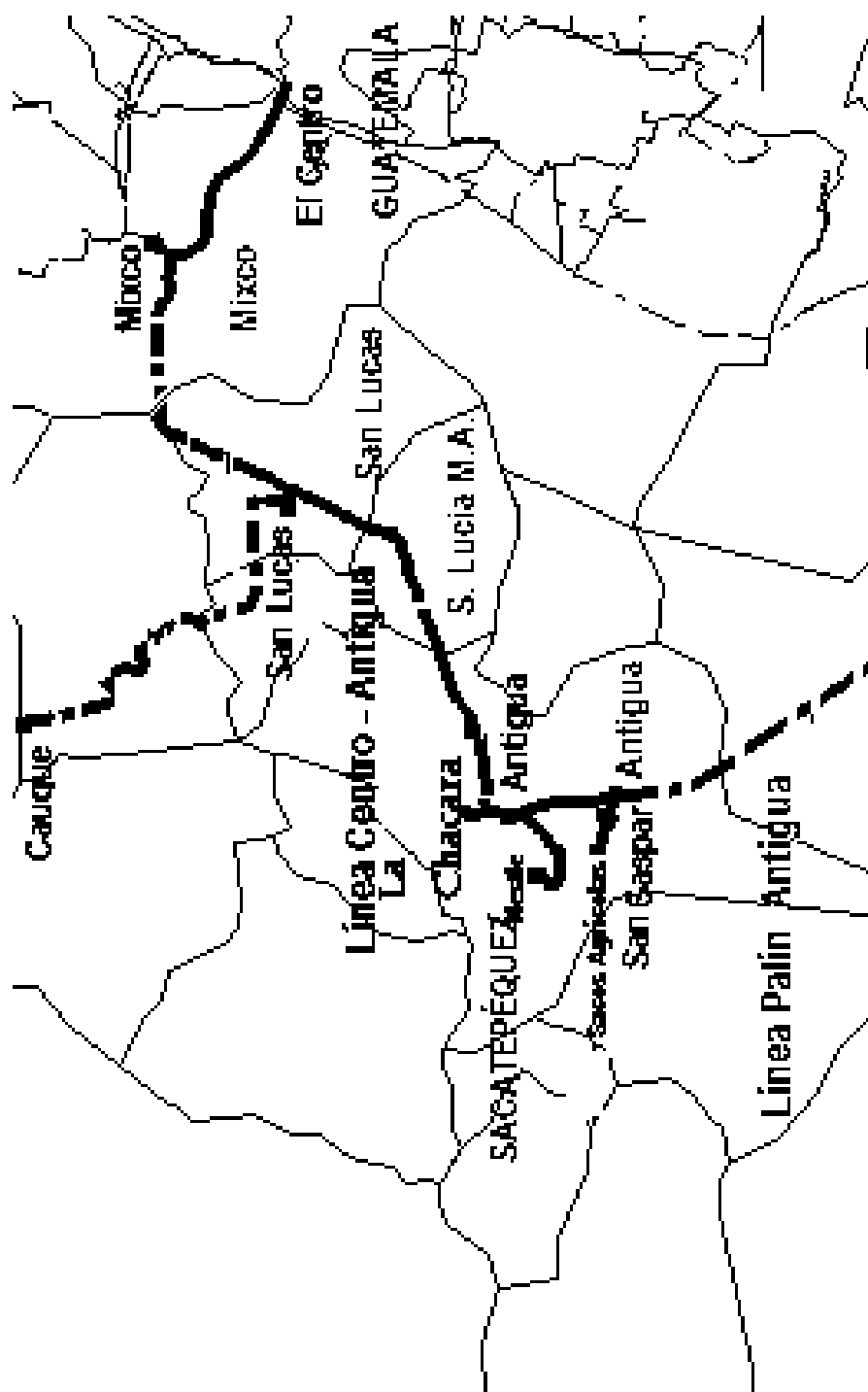
aire, además aumentar los lapsos de tiempo entre mantenimientos del equipo. Algunas de las ventajas más importantes a mencionar sobre una subestación aislada en gas son:

- Diseño modular y compacto.
- Instalación interior y exterior.
- Ahorro significativo de espacio.
- Mayor seguridad.
- Mayor confiabilidad.
- Menor costo de operación y mantenimiento.
- Mayor vida útil de todo el equipo y los módulos en conjunto.

1.6. Alimentación y zonas de influencia

La zona de influencia involucrada en este proyecto a grandes rasgos son municipios del departamento de Sacatepéquez, principalmente aquellos donde se encuentren las subestaciones que tiene relación directa con subestación Antigua. Las dos subestaciones que tendrán relación directa con esta subestación serán Chácara y San Gaspar.

Figura 4. Área de influencia proyecto



Fuente: TRELEC, S.A. Estudios eléctricos TRELEC.

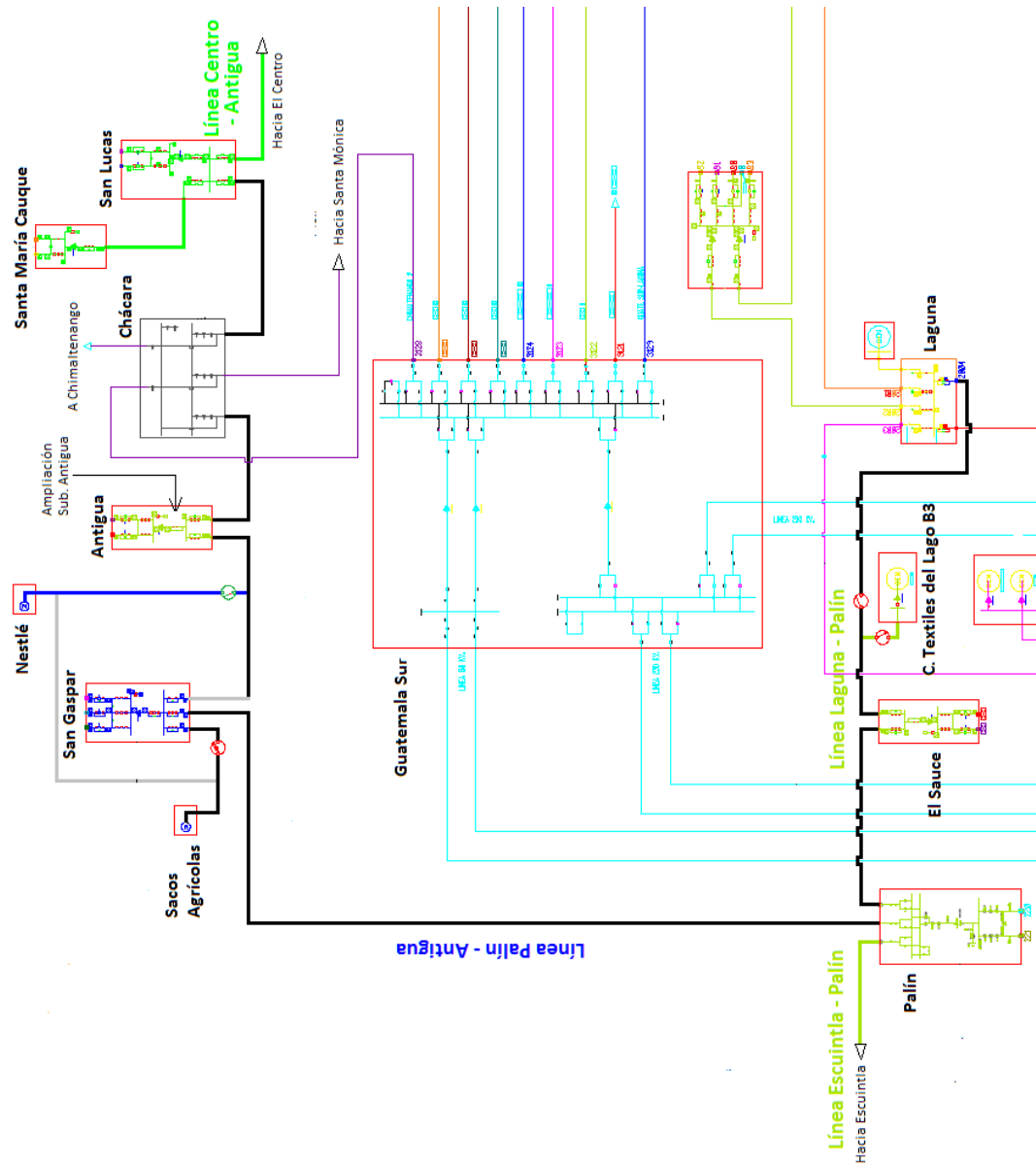
Estas dos subestaciones se convertirán en fuente o en carga en el lado de 69 kV de subestación Antigua, dependiendo siempre de cómo se esté comportando la demanda del sistema.

1.6.1. Alimentación primaria 69 kV

Subestación Antigua siendo una subestación de transformación cuenta con circuitos de distribución en el lado de 13,8 kV, para suministrar la energía necesaria en estos circuitos la subestación necesita del flujo eléctrico del sistema, esto lo hace por medio de sus campos en el lado de 69 kV.

La configuración de operación del proyecto y sus subestaciones involucradas es tal que, subestación Palin recibirá el flujo de potencia proveniente de la subestación Escuintla como actualmente lo hace. La subestación Sacos Agrícolas y Nestlé se alimentarán de subestación San Gaspar, subestación que a su vez se alimenta de subestación Palin. La subestación San Lucas, Santa María Cauque y Antigua, se alimentarán del flujo proveniente de subestación Centro. Si subestación Palin sufre alguna contingencia, San Gaspar puede alimentarse por subestación Antigua que a su vez lleva el flujo de subestación Centro.

Figura 5. Alimentación primaria y configuración



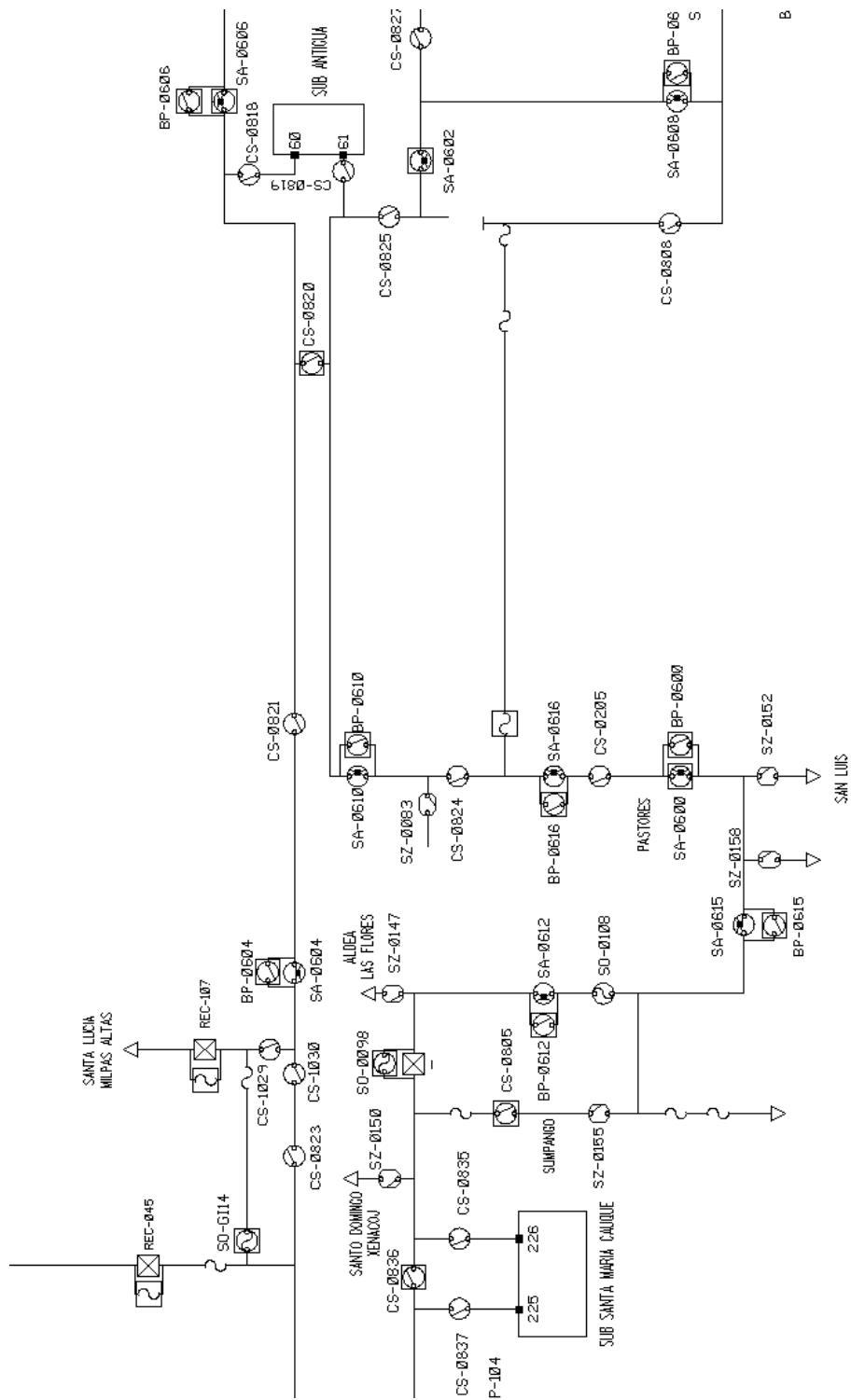
Fuente: TRELEC, S.A. Estudios eléctricos TRELEC.

1.6.2. Distribución secundaria 13,8 Kv

Subestación Antigua distribuye energía eléctrica mediante sus dos circuitos en 13,8 kV, los circuitos 60 y 61 son los encargados de distribuir la energía eléctrica en toda la ciudad colonial. Estos circuitos se alimentan del transformador de potencia 69/13,8 kV de 14 MVA, estos circuitos cuentan con sus reconectores, sus protecciones y sus reguladores de voltaje para mantener constante el voltaje de salida de los mismos, todo esto en 13,8 kV.

La demanda máxima que actualmente atiende subestación Antigua es de 12 MVA, demanda que actualmente es suministrada por los circuitos ya mencionados. En la figura 6 se identifican los circuitos en 13,8 kV y la subestación, la línea punteada color cian representa el recorrido de los circuitos y el cuadro rojo representa la subestación Antigua.

Figura 6. Distribución circuitos de 13.8 kV



Fuente: TRELEC, S.A. Sistema de información geográfica de activos de la red.

1.6.3. Área de influencia distribución

Actualmente subestación Antigua distribuye energía eléctrica en todo el municipio de Antigua Guatemala, este cuenta con diversos clientes como hogares, restaurantes, iglesias, sitios arqueológicos, hoteles, bares. Existe una gran diversidad de negocios en esta ciudad colonial debido a su alto turismo. La distribución de energía eléctrica que se da por medio de los dos circuitos provenientes de subestación Antigua, recorre las principales calles de este municipio. En la figura 7 se identifica todas las calles que son alimentadas por subestación Antigua.

Figura 7. Calles alimentadas por subestación Antigua



Fuente: TRELEC, S.A. Sistema de información geográfica de activos de la red.

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS AISLADAS EN GAS- SF6

Los equipos principales de potencia, protección, comunicación, distribución, entre otros, serán descritos a continuación. Cada uno de estos equipos cumple con funciones muy importantes para tener un adecuado y correcto funcionamiento de una subestación. Existen equipos que son esenciales para la detección de fallas y la prevención de algún daño físico o eléctrico a un equipo de alto costo, es muy importante que estos se encuentre funcionando siempre en plena forma.

Los equipos de comunicación tienen mucha importancia ya que actualmente las subestaciones son monitoreadas vía remota por el centro de operaciones. Este centro requiere que se le estén enviando señales y status de los equipos en la subestación constantemente y en tiempo real, ya sea alarmas, fallas o disparos.

Todos estos equipos son distribuidos dentro del terreno de la subestación, algunos se ubican en patio, otros en caseta y otros vienen incorporados con el gabinete de control de los equipos.

2.1. Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es un grupo de equipos y dispositivos eléctricos conectados entre sí, en conjunto efectúan funciones de manipulación de energía eléctrica ya sea maniobrándola o transformándola.

De acuerdo a la función que realice esta puede ser clasificada en tres formas:

- Subestación de maniobra: esta subestación se encarga de seccionar las líneas de transmisión creando mayor versatilidad e independencia entre una subestación y otra. Además muchas veces es la encargada de manipular como distribuir la transmisión de acuerdo a los requerimientos del sistema. Esta subestación se compone principalmente de interruptores de potencia que se encargan de realizar la apertura y el cierre de los circuitos.
- Subestación de transformación: cumple con la función de elevar o disminuir la tensión dentro de ella, ya sea para alimentar circuitos de distribución o para elevar voltaje de una planta generadora. El principal equipo en esta subestación es el transformador de potencia, este es el encargado de efectuar el proceso de elevación o disminución de nivel de tensión y es el más costoso.
- Subestación mixta: esta subestación cumple con las dos funcionalidades anteriormente mencionadas, se encarga de transformar el nivel de tensión ya sea elevando o disminuyendo este y a su vez es capaz de realizar maniobras de apertura y cierre de varios circuitos de transmisión para manejar el transporte de esta energía.

Es muy importante también mencionar que actualmente las subestaciones eléctricas también se componen de muchos equipos electrónicos que efectúan trabajos muy importantes dentro de estas. El monitoreo de señales, estados, fallas, entre otros, vía remota desde un centro de operaciones hoy en día es necesario para contar con la seguridad y eficiencia del suministro eléctrico.

2.1.1. Clasificación por los niveles de tensión

Los niveles de tensión en los que se clasifica una subestación va depender también de cierta manera del país donde se construya, actualmente en

Guatemala los niveles de tensión más altos que se manejan son 230 kV a excepción de la interconexión con México que es en 400 kV.

- Es denominada subestación de transmisión aquella que maneja niveles de tensión de 230kV o mayores.
- Es denominada subestación de subtransmisión aquella que maneja niveles de tensión de 138 kV o mayor, siempre sin superar los 230 kV.
- Es denominada subestación de media tensión la que maneja niveles de tensión entre 13,8 kV y 69 kV.

La mayoría de subestaciones entran en dos de estas categorías anteriormente mencionadas, ya que son subestaciones de transformación y necesitan contar con los equipos para los dos niveles de tensión.

Las subestaciones de alta tensión muy comúnmente se encuentran retiradas del centro principal de carga, ya que son las que se encargan de recibir la energía eléctrica provenientes de largas distancias, ya sea recibiendo la interconexión con otro país o estado o recibiendo la energía proveniente de una central generadora a las afueras de la ciudad. Son la subestaciones más importantes dentro del sistema eléctrico, que son las principales subestaciones de transformación y maniobra dentro de un sistema interconectado de transmisión y distribución.

2.1.2. Nomenclatura y simbología

La nomenclatura representativa para magnitudes eléctricas, distancias, pesos, fuerza, entre otros, funcionan como simplificaciones para no utilizar la palabra completa que describe este valor.

La simbología va depender del estándar internacional por el que se vea regido ya sea el diseñador o el fabricante de cierto equipo. Existen 3 estándares internacionales que son dados por los institutos internacionales más reconocidos mundialmente estos son:

- DIN- Instituto Alemán de Normalización. Este es el instituto alemán con sede en Berlín.
- ANSI- Instituto Nacional Estadunidense de Estándares. Esta organización supervisa el desarrollo de estándares para todo sistema y proceso en Estados Unidos.
- IEC- Comisión Electrotecnia Internacional. Organización encargada de la normalización en lo eléctrico y electrónico, internacionalmente.

Estas normas no solo regulan la simbología con la que el fabricante realizará sus diagramas, también rige las curvas características de los equipos, sus incertezas, sus niveles de corriente y voltaje, entre otros, todos estos parámetros van a depender de la norma que el fabricante este obedeciendo, es muy común encontrarse con dos equipos instalados en una subestación, obedeciendo distintas normas de fabricación, se debe prestar especial cuidado a la hora de manipular estos en la coordinación de protecciones y en sus protocolos de control.

2.1.3. Equipos de 69 kV

Los equipos bajo tensión en una subestación GIS se encuentran aisladas en gas hexafluoruro de azufre SF₆, esto significa que se encuentran encapsuladas bajo una presión de gas SF₆ para que en el momento que estén operando únicamente se encuentre en contacto con el gas.

Todos los equipos incluyendo las barras principales o colectoras, se encuentran encapsuladas independientemente en un compartimiento de metal, sumergidos en gas hexafluoruro de azufre SF₆ a presión que la atmosférica. Cada equipo se va acoplando uno con otro eléctrica y mecánicamente con el fin de formar la bahía con la configuración deseada, ya sea para protección de línea, protección de transformador o transferencia.

Para realizar la conexión entre los módulos de los equipos así como de las barras se utilizan bridas con las que se unen estos módulos. Entre los módulos se utilizan aisladores tipo cono de resina, estas soportan las barras.

2.1.3.1. Interruptor de potencia

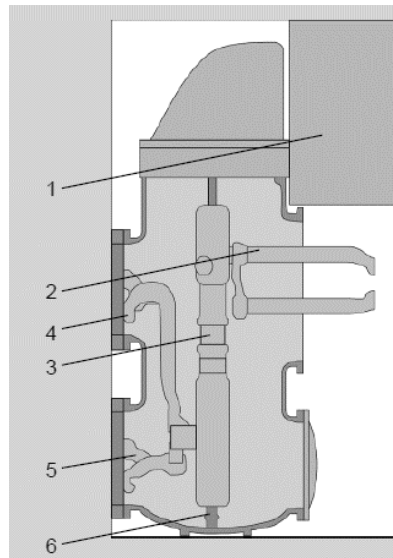
El principio de un interruptor de potencia en una subestación GIS es el mismo que el de una subestación convencional, esto se debe a que el interruptor utilizado en las dos tecnologías siempre se encuentra aislado en gas hexafluoruro de azufre. Su principio es autocompresión.

El gas es comprimido en un cilindro produce una alta presión interna durante el movimiento del contacto del interruptor, el gas se encarga de extinguir el arco que se está produciendo. La compresión del gas y movimiento del contacto requiere de una gran potencia, esta energía normalmente a estos niveles de tensión es proporcionada por un mecanismo de resortes que se encargan de dar apertura o cierra en el menor tiempo posible. Para tensiones mayores a 200 kV se utilizan los accionamientos electrohidráulicos, con un control de válvulas.

Las principales partes que componen un interruptor de potencia para una subestación GIS son descritas a continuación:

1. Gabinete de mecanismo de operación, circuito de control de interruptor.
2. Conexión a transformador de corriente.
3. Autocompresor de interruptor.
4. Conexión a barra 1.
5. Conexión a barra 2.
6. Aislador de soporte.

Figura 8. **Diseño típico de interruptor de potencia.**



Fuente: Siemens AG. Sector energético subestaciones alta tensión.

2.1.3.2. Pararrayos

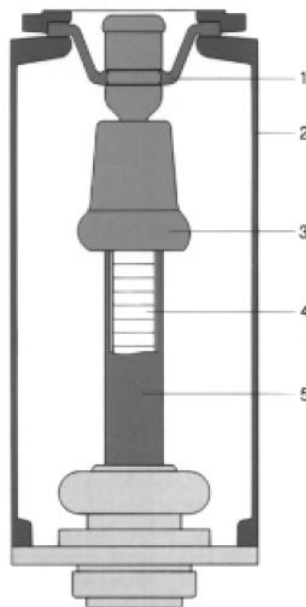
La instalación de estos equipos va depender del diseño final de la subestación aislada en gas, normalmente se instalan fuera de la GIS en los puntos donde las líneas se conectan a la subestación. También existen diseños donde estos son requeridos en módulos aislados en gas SF6 que integran la subestación.

Los pararrayos son la protección principal contra sobretensiones de maniobra y rayos, son elementos muy importantes en la coordinación de aislamiento, normalmente se utilizan pararrayos de óxido de zinc, cuentan con una envolvente de porcelana vidriada color marro y sus terminales de aleación de aluminio.

Las principales partes que componen un módulo de pararrayos son descritas a continuación:

1. Aislador cónico.
2. Envoltura.
3. Electrodo de control de campo.
4. Cuerpo activo.
5. Tubo aislante.

Figura 9. **Diseño modulo típico de un pararrayos**



Fuente: SOSA, Julio. Subestaciones eléctricas de alta tensión aisladas en gas.

2.1.3.3. Seccionador

El módulo de seccionador que normalmente acompaña una subestación encapsulada cuenta con 3 posiciones: la primera conecta la parte móvil del seccionador con la barra conductora para cerrar el campo, la segunda es una posición neutral donde el contacto móvil del seccionador no cierra con ninguna otra parte y el tercero es cuando el seccionador y su parte móvil tienen contacto con la puesta a tierra, este contacto es utilizado para operaciones de mantenimiento o para cierres con carga, esto va depender de cómo fue este solicitado al fabricante.

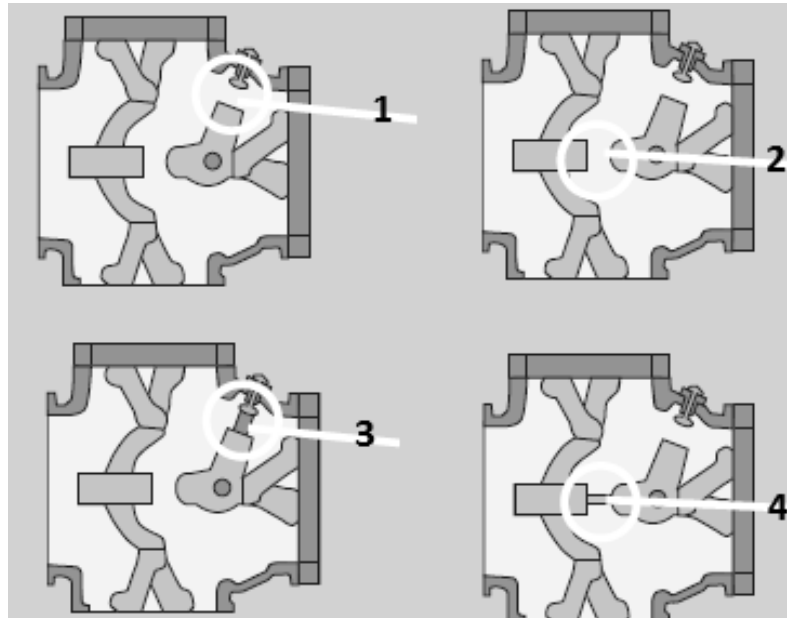
Los seccionadores son capaces de soportar las corrientes de corto circuito máximas de diseño del sistema. Estos seccionadores son contruidos para que puedan ser operados de forma manual, así como de forma motorizada. El seccionador es un equipó que tiene que trabajar sin carga ya que no cuentan con mecanismo de eliminación del arco eléctrico. Los seccionadores en puesta a tierra pueden llegar a soportar corrientes y tensiones inductivas de las líneas de transmisión.

A continuación se describen las posiciones de un seccionador:

1. Conector de puesta a tierra en posición neutral.
2. Conector a barra en posición neutral.
3. Conector de puesta a tierra cerrado.
4. Conector a barra cerrado.

La posición 1 y 2 se presentan al mismo tiempo cuando el seccionador se coloca en neutral.

Figura 10. **Diseño y posiciones de seccionador aislado en gas**



Fuente: Siemens AG. Sector energético subestaciones alta tensión.

2.1.3.4. Transformadores de potencial

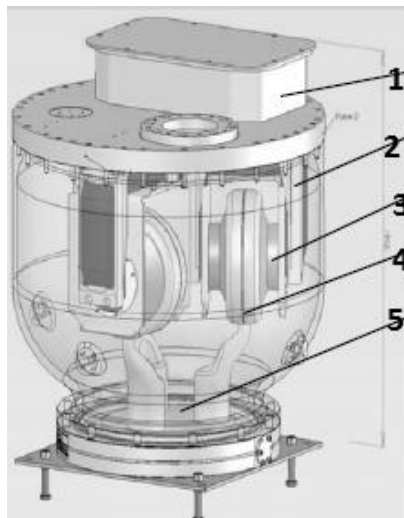
Los transformadores de potencial son utilizados para reducir la tensión que se tiene en el lado de alta a un voltaje de valores apropiados para realizar lecturas que utilizan los instrumentos de protección y de medición. En una subestación aislada en gas SF₆, estos transformadores se presentan en módulos compactos también aislados en gas hexafluoruro de azufre.

Existen los transformadores de tipo inductivo y capacitivo. Los de tipo inductivo se utilizan hasta una tensión de 550 kV, pueden ser construidos para conexión fase-tierra o para conexión fase-fase. Los de tipo capacitivo cuentan con un divisor de tensión de gran capacidad interconectado con un pequeño transformador de tipo inductivo, la parte del condensador está rodeada exteriormente con una envoltura metálica aterrizada, el condensador es aislado por una determinada presión de gas SF₆.

Las partes principales que componen un transformador de potencial convencional son:

1. Caja de terminales del secundario.
2. Núcleo de acero.
3. Devanado secundario.
4. Devanado primario.
5. Buje de conexión.

Figura 11. **Transformador de potencial y principales partes**



Fuente: Siemens AG. Sector energético subestaciones alta tensión.

2.1.3.5. Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente se encargan de realizar las mediciones de la corriente reduciéndola a valores accesibles a los instrumentos de protección y medición. Existen transformadores de corriente utilizados para medición y otros para protección, la principal diferencia entre estos dos es la mayor precisión que posee el transformador de corriente para protección, los relés utilizados para la protección de subestaciones hoy en día exigen una alta precisión y confiabilidad

en la toma de estos parámetros. El transformador de corriente se considera el instrumento de medición más importante para la protección de una subestación.

Los transformadores de corriente pueden tener las características eléctricas descritas a continuación:

- Con varios núcleos: cuenta con varios devanados secundarios independientes cada uno de ellos con su propio núcleo, a su vez el lado primario solo cuenta con un devanado.
- Multirelación: en el lado secundario se cuenta con un único devanado que puede variar su relación por medio de los taps conectados en las vueltas del mismo, el problema de esta configuración es que su capacidad se ve reducida en los puntos de relación más bajos.

Los transformadores de corriente para protección tienen una segunda clasificación esta va depender de la precisión que se quiera tener, así como de los parámetros técnicos que se conocen de la subestación. Núcleos convencionales clase P, núcleos convencionales clase PR núcleos convencionales clase PX y núcleos linealizados.

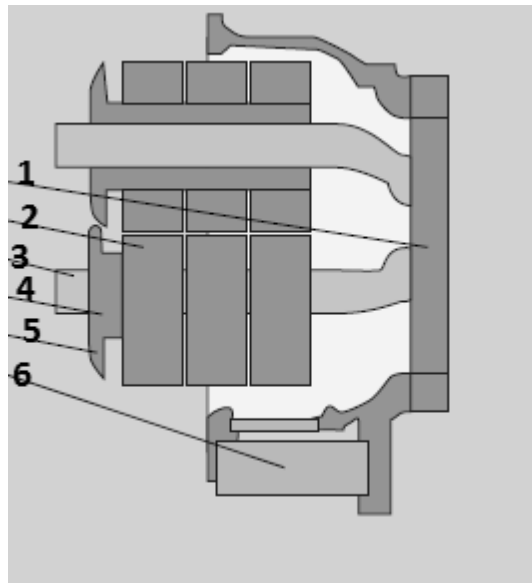
Pueden ser instalados en cualquier punto de la subestación aislada en gas, ya que su primario está constituido por la barra conductora de alta tensión.

Estas son las principales partes de un transformador de corriente:

1. Buje de conexión.
2. Núcleo con bobinas de secundario.
3. Conductor primario.
4. Electrodo interno.

5. Separación electrodo.
6. Caja de terminales secundarias.

Figura 12. **Transformador de corriente y principales partes**



Fuente: Siemens AG. Sector energético subestaciones alta tensión.

2.1.3.6. Bujes de conexión 69 kV

Estos son los que se encargan de conectar los campos de la subestación aislada en gas con otros equipos externos, ya sean estas líneas de transmisión, transformadores, cable subterráneo, entre otros.

Los bujes que son utilizados para la conexión con líneas aéreas normalmente se encuentran llenos de gas hexafluoruro de azufre, asimismo, cuando se trabajan con tensiones muy altas se utilizan bujes llenados con aceite así como con SF₆. Los empalmes para líneas aéreas, que contemplan aisladores gas/aire, son diseñados con base en la coordinación de aislamiento, sus distancias mínimas y la contaminación del área.

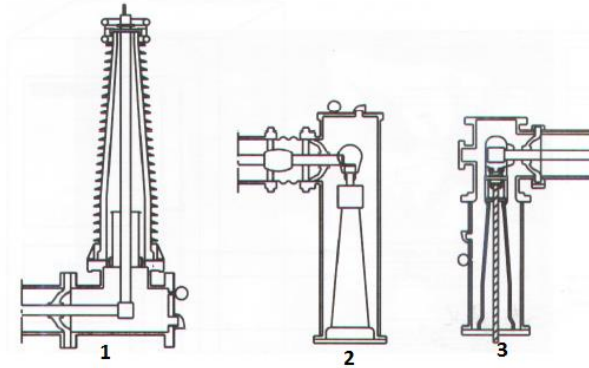
Los bujes que son utilizados para conectarse a un transformador son llenados en aceite, esta es una conexión blindada con su propia envoltura metálica. Existen módulos de unión y prolongación rectos, en ángulos, en T, entre otros, para realizar diversas configuraciones que se necesiten siempre manteniendo todo encapsulado. Las juntas de compensación son muy importantes para neutralizar el movimiento por los cambios de temperatura y los sismos.

Asimismo, también existen los módulos de conexión subterráneos, estos permiten la conexión de los campos de la subestación con cualquier tipo de cable subterráneo. Muchas veces se utilizan varios cables por fase. Para realizar el ensayo de rigidez dieléctrica de los cables se separan estos del módulo de conexión.

A continuación se describen diferentes tipos de módulos de conexión en una subestación GIS:

1. Bujes para líneas aéreas.
2. Modulo para conexión a transformador.
3. Modulo para conexión a línea subterránea.

Figura 13. **Módulos de conexión a subestación GIS**



Fuente: Mejía Villegas S.A, *Subestaciones de alta y extra alta tensión*.

2.1.3.7. Envolventes

Es la parte más visible de una subestación GIS, se presenta en forma de tubo y es la que se encarga de mantener todos los componentes aislados al exterior, a su vez mantiene una presión interna de gas hexafluoruro de azufre entre tres y siete bares.

Fabricada normalmente de aluminio o acero estas forman una completa envoltura metálica conectada eléctricamente a tierra, estas resguardan las partes con tensión y contienen el gas aislante, también sujetan las partes internas en tensión del sistema de conductores por medio de los aislantes. Contienen todos los equipos de conexión en una subestación (interruptores, seccionadores, barras, transformadores de medición y protección) formando módulos que se van acoplando entre sí. Una de las ventajas que presenta la construcción de estas en aluminio es el peso de la subestación, que este material no es magnético y tener una menor resistividad eléctrica en comparación al acero. Las ventajas de la construcción en acero es que se tiene una mayor resistencia mecánica y mayor tiempo de vida por perforación de arco interno. Una envoltente de aluminio debe contar con mayor espesor que una de acero para cumplir con los requerimientos

eléctricos, sin embargo, mantiene un menor peso y por eso una menor inversión en obra civil.

Todas las envolventes van conectadas a tierra en ambos extremos, debiendo asegurarse de tener esta continuidad en toda la subestación. Al circular corriente por los conductores, se induce en la envolvente una tensión, al tener la envolvente con puesta a tierra circula en sentido opuesto, ya que se encuentra a potencial a tierra.

Es muy importante la instalación de fuelles para compensar las vibraciones o dilataciones que se tengan producidas por distintos equipos o por movimientos sísmicos que se puedan generar en el lugar de instalación.

Las envolventes deben de ser fabricadas con especial cuidado ya que las subestaciones aisladas en gas deben de presentar fugas mínimas de gas por debajo del 1 % por año, para lograr eso se debe prestar especial cuidado en el montaje y acople de los módulos.

Por último existen 2 tipos de diseños básicos de envolventes son el monofásico y el trifásico. La envolvente monofásica se utiliza normalmente para tensiones arriba de los 200 kV, las envolventes trifásicas para tensiones menores. Las envolventes trifásicas cuentan con las siguientes ventajas:

- El costo de esta envolvente es más bajo.
- El mantenimiento se efectúa de una forma más sencilla.
- El montaje es más rápido y simple.
- Menor espacio de uso.

Una envolvente trifásica en tensiones mayores a 200 kV generaría muchos problemas, la fundición, el transporte y el montaje de las mismas. El diseño monofásico cuenta con una mejor capacidad para soportar cortocircuitos esta es una ventaja para subestaciones con corrientes muy por encima de los 40 kA.

2.1.3.8. Separadores

También llamados aisladores cónicos, se encargan de separar las partes que conducen electricidad con la envolvente y a su vez soportan las barras conductoras. Ofrecen una barrera estanca al gas SF_6 , esto evita que la contaminación que se produzca sobre el gas en un interruptor al fallar, se disperse sobre toda la subestación y aísla la falla en un solo punto. Están fabricados principalmente de resina alta mente resistivo aislante.

2.1.3.9. Transformador de potencia

Un transformador de potencia es un dispositivo que toma una potencia a cierto nivel de tensión y la entrega en otro nivel, esto lo hace mediante un campo magnético. El transformador consta de dos o más bobinas de conductor que se enrollan en un núcleo en común. El flujo magnético fluye sobre el núcleo y este afecta las bobinas enrolladas en el mismo. En un devanado se conecta una fuente de entrada y en el otro se tiene una fuente de salida, su relación va depender del número de vueltas que estas bobinas tengan.

Los transformadores de potencia varían en su nombre dependiendo de su funcionalidad en el sistema. Transformador de unidad, este es comúnmente utilizado en subestaciones de generación donde la energía eléctrica va a ser transmitida a los centros de mayor demanda. Transformador de subestación, este es utilizado para llevar los niveles de tensión a voltajes entre 2.3 a 34.5 kV, estos

voltajes son los que salen desde las subestaciones de distribución y viajan por todos los circuitos donde es suministrada la energía eléctrica. Transformador de distribución, estos son los que reducen la tensión a un nivel útil para equipo doméstico e industrial ya sea trifásico o monofásico, este tipo de transformador se encuentra comúnmente en los postes.

Se le dará enfoque al transformador de potencia de subestación que es utilizado para reducir el voltaje de transmisión y pasar este a un nivel de tensión de distribución.

2.1.3.9.1. Características principales

El transformador de potencia a utilizar en subestación Antigua será un transformador trifásico de tipo subestación, recibirá una tensión de 69 kV y entregará 13,8 kV. Su potencia nominal es de 10 MVA en ONAN (aceite natural y aire natural) y de 14 MVA en ONAF (aceite natural y aire forzado), la potencia que entregue va depender de la carga que tengan los dos circuitos que estarán conectados a la barra de salida de 13,8 kV.

Los principales componentes de los cuales se compone el transformador de potencia son:

- Indicador de nivel
- Depósito de expansión
- Bujes de entrada
- Bujes de salida
- Grifo de llenado
- Radiadores de refrigeración
- Placa característica

- Mando conmutador

El transformador de potencia requiere de alimentación de corriente alterna para sus ventiladores y la calefacción de sus gabinetes de corriente continua para el manejo de su control, bobinas y protecciones que el mismo posee.

Las principales alarmas y protecciones con las que el transformador de potencia cuenta son las siguientes:

- Alarma bajo nivel de aceite
- Disparo bajo nivel de aceite
- Alarma alta temperatura devanado
- Disparo alta temperatura devanado
- Alarma ausencia de alimentación ac
- Alarma ausencia de alimentación dc
- Disparo relé Buchholz
- Disparo relé de presión súbita

El relé Buchholz es un componente muy importante para un transformador de potencia, este dispositivo de protección puede detectar fallas de acumulación de gas debido a una sobrecarga que el transformador este sufriendo, esto sucede cuando la descomposición del aceite aislante genera los gases que el relé detecta, a su vez es capaz de detectar un bajo nivel de aceite. El cambio del aceite también puede darse debido a falla en el aislamiento de los componentes del núcleo, corto en los laminados, contactos o conexiones defectuosas, puntos excesivamente calientes en los devanados. Este normalmente se ubica entre el camino del depósito de expansión y la cuba, por donde pasa el líquido refrigerante.

Figura 14. **Relé Buchholz instalado en transformador de potencia**



Fuente: SOSA, Julio. Subestaciones eléctricas de alta tensión aisladas en gas.

2.1.3.9.2. Conexiones en alto y bajo voltaje

El transformador de potencia tiene su configuración de conexión Dyn, esto significa que en el lado de alta tensión su conexión es delta y en el lado de baja tensión su conexión está en estrella con el neutro aterrizado. Esta configuración tiene la ventaja de no sufrir problemas con los componentes de tercer armónico de tensión, la conexión se comporta de forma aceptable bajo cargas desequilibradas, ya que la conexión delta redistribuye parcialmente cualquier desequilibrio.

Las tensiones sufren un desplazamiento de 30 grados con respecto a las tensiones del primario, esto puede llegar a causar problemas cuando se desea conectar dos transformadores en paralelo ya que se necesita tener el mismo índice horario.

Esta conexión es muy conveniente ya que es especial para realizar conexiones de distribución en el lado de baja tensión, con la estrella en el lado de baja tensión, se pueden alimentar cargas trifásicas y cargas monofásicas. El primario en delta tiende a compensar los desequilibrios producidas por las cargas monofásicas.

2.1.3.10. Barras de 69 kV

Están formadas por una barra conductora de aluminio o cobre, son soportadas por aisladores tipo cónicos situados a lo largo de la envolvente metálica. Todo el volumen que queda entre la envolvente y las barras es llenado con gas hexafluoruro de azufre a una presión más alta que la atmosférica. Estas se fabrican de sección circular.

Las barras pueden ubicarse en forma tripolar o en forma unipolar esto va depender del nivel de tensión y del diseño de la envolvente que el fabricante decida. Cuando se refiere a forma tripolar los tres conductores solidos van en la misma envolvente, un conductor por cada fase. Estas son fabricadas para niveles de tensión menores a 145 kV, de esta forma el peso y tamaño de la envolvente no afectará su maniobrabilidad. Para tensiones mayores a 145 kV se utiliza envolventes unipolares donde una sola barra va en la misma, para formar un sistema trifásico se necesitan 3 envolventes en paralelo, esto genera mayor cantidad de equipo así como de espacio requerido para la subestación.

La configuración tripolar es la más utilizada en subestaciones cuando el nivel de tensión lo permite, las subestaciones GIS unipolares son más voluminosas que las tripolares, otra característica de las tripolares es que su mantenimiento es más sencillo al facilitar la entrada del personal asignado a esas funciones, cuentan con menos partes móviles y ya que solo es una envolvente

para las tres fases, existe menor posibilidad de fugas. Los flujos magnéticos que son generados por cada fase en una configuración tripolar, debido a que están en la misma envolvente se compensan esto genera ahorro en la pérdida de energía.

2.1.4. Equipos de 13,8 kV

El equipo de 13,8 kV que será utilizado en esta subestación serán aislados en aire, los dos circuitos de salida de distribución cuentan con los mismos equipos. Son principalmente utilizados para regular y controlar la salida de lado de baja del transformador de potencia, cuando se tiene fallas es necesario accionar estos equipos para abrir la línea ya sea de forma local o vía remota. Las salidas del transformador son el inicio de una larga línea de distribución, esta se encarga de alimentar todos los transformadores de potencia en los postes de su circuito y a su vez alimentan todas las acometidas de los usuarios que utilizan el servicio eléctrico.

Es muy importante contar con la versatilidad y funcionalidad de estos circuitos, ya que es la alimenta a todo el usuario final de la compañía. Cuando es necesario trabajar en el circuito por temas de mantenimiento, se realizan maniobras para transferir las cargas a otros circuitos cercanos, se cuentan con configuración especiales para tener la disponibilidad del servicio en todo momento. Las fallas más comunes en una subestación eléctrica ingresan por el lado de 13,8 kV, por esa razón se debe de tener la certeza de que los equipos instalados van a contrarrestarlas e identificarlas.

2.1.4.1. Reconectores

Los reconectores son los encargados de realizar las aperturas y cierres de los circuitos de salida en 13,8 kV, estos pueden ser configurados para luego de disparar por alguna falla instantánea tener cierta cantidad de cierres automáticos. Su control y operación es vía remota y son monitoreados por el centro de operaciones.

Los reconectores utilizados actualmente tienen la capacidad de interrupción de corrientes de falla y son capaces de detectar el nivel de corriente al que debe iniciar el disparo, establecer el tiempo que debe de tardar en abrir, dependiendo del valor de la falla. En la programación de estos se establece la cantidad de reenganches que han sido programados antes de llegar a una apertura definitiva, también se les indica cuando deben operar en curva rápida o lenta. Se programan para que reenganchen 3 veces antes de la apertura definitiva.

El control del reconector permite que este realice operaciones de apertura temporizando en 2 curvas diferentes, se define cuantas actuarán en curva rápida y lenta.

2.1.4.2. Cuchillas

Estas no son capaces de interrumpir bajo carga ya sea corrientes de corto circuito, se colocan para seccionar una línea o para aislar un reconector. La mayoría son de operación manual y cuando es necesario transferir cargas son cerradas o abiertas dependiendo de la configuración que se necesite.

Para abrir las cuchillas es importante primero abrir el reconectador y viceversa para efectuar el cierre, estas se colocan también en el primer poste de las salidas de los circuitos de 13,8 kV para que no existan tensiones de retorno hacia la subestación cuando esta salga de servicio.

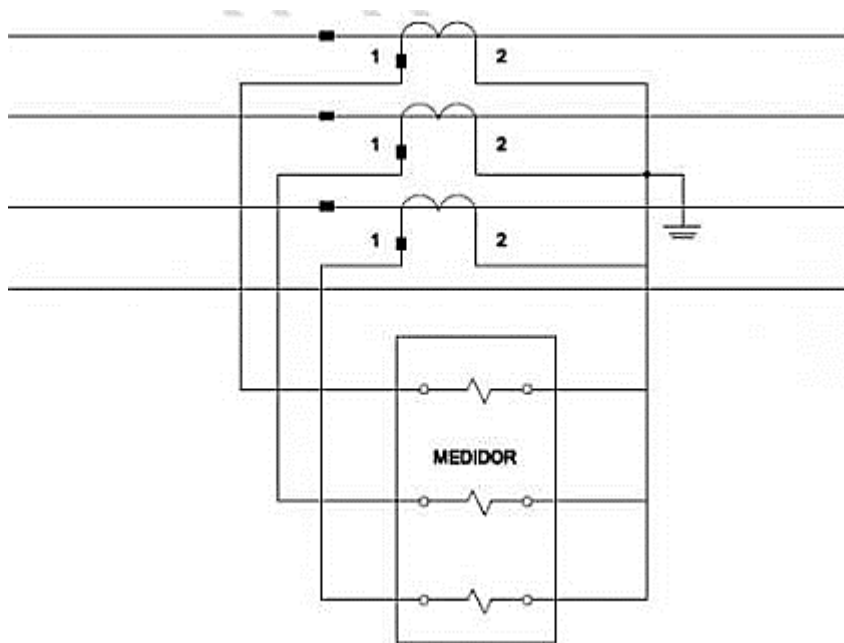
2.1.4.3. Transformador de corriente

Estos son los encargados de entregar los parámetros a las protecciones del transformador de potencia, se realiza una comparación entre lo que está entrando en el lado de alta del transformador de potencia y lo que está saliendo en el lado de baja del transformador de potencia.

Estos transformadores de corriente conectados en serie con cada fase toman la corriente en el lado de 13,8 kV del transformador de potencia y la reducen a niveles accesibles para los aparatos de medición, la relación en la que se conectan estos transformadores de corriente va depender del estudio de flujo de carga y la corriente de corto circuito de la subestación. Los transformadores poseen un embobinado con varias derivaciones que sirven para tener las distintas relaciones que se necesitan.

Estos transformadores pueden venir configurados para distintos trabajos, para medición, protección y el transformador de corriente en el neutral. Estos muchos vienen incorporados en los bujes de 13,8 kV del transformador de potencia, cuando el transformador de potencia no los trae incorporados se colocan en las barras de 13,8 kV.

Figura 15. **Conexión típica de transformadores de corriente**



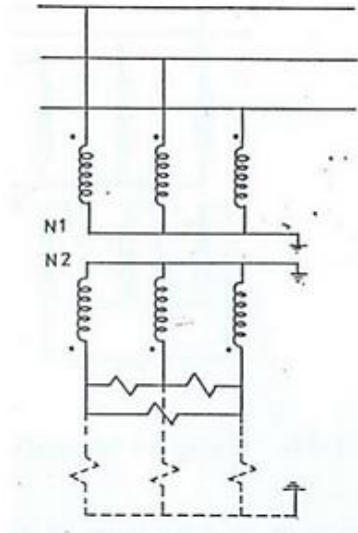
Fuente: SOSA, Julio. Subestaciones eléctricas de alta tensión aisladas en gas.

2.1.4.4. Transformador de potencial

En 13,8 kV estos son utilizados como transformadores de medida, los utiliza el departamento de medición para calcular el consumo de los circuitos que están conectados en la barra de salida de la subestación. Normalmente están conectados en la barra de 13,8 kV para medir exactamente la salida del transformador.

Se conectan un transformador por fase para tener la medición de las tres fases, se realiza una configuración en estrella en el lado de bajo voltaje. La relación que tienen estos transformadores en el lado de baja es de 120 V.

Figura 16. **Conexión típica de transformadores de potencial**



Fuente: SOSA, Julio. Subestaciones eléctricas de alta tensión aisladas en gas.

2.1.4.5. Regulador de voltaje

Para regular la tensión en esta subestación se cuenta con un transformador de potencia con intercambiador de tomas bajo carga, este se encarga de mantener la tensión de salida en la barra de 13,8 kV a un nivel de voltaje permisible para el ente regulador.

Se dispone de los tomas en las entradas de cada fase para variar la relación y así modificar la tensión de salida. Es más económico realizar los cambios de derivación en el lado de alta, ya que los tomas no tendrán que ser diseñados para una intensidad muy alta, los conmutadores de igual forma serian para alto voltaje pero una intensidad aceptable. La conmutación está establecida de forma mecánica para que esta se efectué de forma brusca y completa sin el consentimiento del operador. Al existir arcos se generan carbones que van provocando alteraciones en el aceite, debido a esto es necesario disponer de la conmutación aislada con aceite separado del resto.

El cerebro que dará la operación del intercambiador de tomas bajo carga que se utilizará será el TAP-CON MR 240. Este cuenta con módulo de operación manual y remota y realiza la regulación de la tensión ya sea por el operador o de forma automática.

2.1.4.6. Barras de 13,8 kV

Normalmente barras rígidas de aluminio estas son el punto de conexión entre la salida del transformador de potencia y los circuitos que se encargan de distribuir la energía eléctrica. También es común que se utilicen barras flexibles con conductor de aluminio, el calibre de este va depender de la capacidad del transformador de potencia.

A estas barras van conectados los medidores que se utilizan para regular la salida de tensión del transformador de potencia cuanto este es auto regulado. Asimismo, cuando el transformador de potencia es muy antiguo este no tiene incorporados los transformadores de corriente para protección entonces estos también son instalados y conectados a las barras de 13,8 kV, es muy importante instalar estos equipos ya que son los que van a dar los parámetros de medición para la protección del equipo instalado.

2.1.5. Equipos de baja tensión

En la mayoría de subestaciones de transformación se cuenta con transformador de servicios auxiliares conectado a la barra de 13,8 kV este es el encargado de suministrar la corriente alterna a los equipo de baja tensión instalados en la subestación. Los voltajes nominales de operación son 120/240 V, se tiene un rango de 15 V de variación de esta tensión.

La corriente directa es proporcionada por un banco de baterías que tiene conectado un cargador, la tensión nominal de este es de 120 V, se cuenta con un rango de 10 V a 15 V de variación, aunque en corriente continua es un poco más estricta por el equipo electrónico que se utiliza. Los servicios auxiliares en una subestación normalmente consumen muy poco voltaje cuando estos se encuentran en operación normal.

El sistema de baja tensión en esta subestación se realizará de forma centralizada, esto quiere decir que todos los equipos de baja tensión se ubican en un solo edificio de control, tanto de corriente alterna como de corriente continua. Las cargas se encuentran distribuidas en el edificio de control y el patio de la subestación. La subestación GIS cuenta con gabinetes de operación nivel cero estos estarán ubicado en el patio de la subestación.

2.1.5.1. Cargador de baterías

El cargador de baterías es el encargado de recibir la tensión en corriente alterna y dar como salida corriente directa. Este cargador de marca La Marche cuenta con dos modos, flotante que se encarga de mantener el banco de baterías en un estado de carga mínima constante, ecualizada esta se encarga de dar una carga rápida y alta donde las baterías se cargan de manera más brusca. El cargador cuenta con un compensador automático de tensión de entrada, con sus protecciones en el lado de ac y dc.

En su parte frontal trae incorporados potenciómetros para una fácil calibración de la tensión dc para los dos modos de operación. Además cuenta con amperímetro análogo dc y voltímetro análogo dc. Actualmente estos cargadores no poseen una referencia a tierra, es muy importante contar con esta para constar que hilo lleva el voltaje positivo y cual el voltaje negativo con certeza.

Tabla I. **Especificaciones de cargador de baterías marca La Marche**

Voltajes de entrada AC (V)	120, 208, 220, 240, 480
Frecuencia nominal (Hz)	60
Voltajes de salida DC (V)	12, 24, 48, 130
Amperaje de salida DC (A)	3 a 400
Protecciones	Fusible AC, fusible DC, protección de corriente limite

Fuente: La Marche. Manual de instrucciones A12B. p. 4.

Figura 17. **Cargador de baterías La Marche A12B**



Fuente: La Marche. Manual de instrucciones A12B. p. 2.

2.1.5.2. Tableros de PCYM

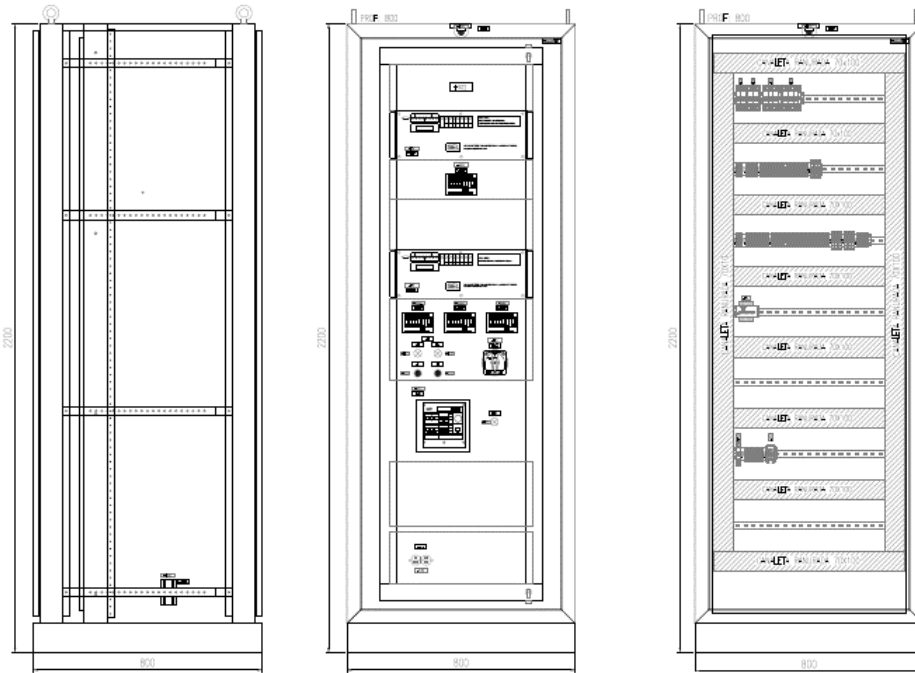
Los tableros PCYM son los encargados de albergar todo el equipo electrónico que se encarga de dar funcionamiento a la subestación, dentro de

estos gabinetes se encuentran equipos de protección, comunicación, automatización. Actualmente se utilizan dos tipos de tableros para interior y exterior. Los tableros de interior quedan ubicados dentro de la caseta y los de exterior se ubican en patio, en puntos previamente diseñados para que tengan comunicación por medio de trincheras hacia los equipos de potencia y la caseta.

Se utilizará un sistema de control distribuido consiste en repartir los gabinetes de control en el patio y en la caseta central de la subestación, los controladores de campo, protecciones y comunicación, instalarlos cerca a los equipos para reunir las señales y status de información, emitir funciones y procesar los datos. En el edificio de control se instala el controlador central, los relés de protección principales y los equipos de comunicación remota, estos se conectan con los controladores de patio mediante fibra óptica teniendo así un ahorro significativo de conductor de cobre. El gabinete de servicios auxiliares es instalado dentro de la caseta donde se encuentran todos los flipones ac y dc.

Se instalarán tableros ABB serie is2-2000-100-60Kb para interior ubicados en la caseta, estos cuentan con puerta trasera metálica y puerta frontal de vidrio para tener visualización de los equipos como del cableado instalado.

Figura 18. **Diseño de Tableros ABB para interior de caseta**



Fuente: TRELEC, S.A. Diseño de tableros.

Los tableros que serán utilizados para los equipos de patio donde irán instalados los controladores de cada bahía, son diseñados para trabajar bajo intemperie y cuentan con las siguientes dimensiones 80 x 60 x 60 cm. Cuenta con una resistencia calefactora y un ventilador para mantener una temperatura ambiente en su interior y no se genere condensación dentro del mismo.

Los tableros que vienen incorporados con la subestación GIS son de marca Alstom cuentan con el IP67, están diseñados para soportar fuertes condiciones climáticas, estos cuentan con las siguientes dimensiones 200x100x100 cm.

2.1.5.3. Banco de baterías

El banco de baterías está diseñado para suministrar las cargas base y pico de todos los sistemas a 125 V de corriente directa por un periodo mínimo de 12 horas. Deben de tener una capacidad mínima de 100 amperios hora para 125 V. se utilizan baterías selladas libres de mantenimiento con una vida útil no menor de 10 años.

La cantidad de celdas y los voltajes de carga deberán ser de 20 unidades de 6 V corriente directa para hacer un total de 120 volteos conectadas en conjunto. Estas baterías son montadas sobre una estructura metálica sólidamente aterrizada, se ubican en un área separada del equipo de protección, para prevenir que alguna explosión o incendio de estas afecte la integridad de los demás equipos.

2.1.5.4. Equipo de protección

La integridad de todo el equipo involucrado en una subestación, dependerá de una correcta arquitectura de protección y la instalación del equipo adecuado para realizar cada función. Dentro del diseño de un sistema de protección se deben de tomar en cuenta muchos factores que son revelados por estudios previamente realizados.

Para un correcto funcionamiento de las protecciones estas se programan con base en los cálculos que se obtienen con los diferentes estudios realizados, los más importantes son estudio eléctrico, de parámetros de las líneas asociadas a la subestación, de coordinación de protecciones y estudio de corriente de corto circuito.

Los equipos que se utilizarán para protección en subestación Antigua son de la reconocida marca SEL (*Schweitzer engineering laboratories*).

Para la protección de campos de entrada de línea se utiliza el relé SEL 311L, es un sistema de protección y automatización de diferencial de corriente de línea. Protege las líneas de transmisión usando la diferencial y una combinación de cuatro zonas de distancia de alcance conmutable de elementos de distancia de fase y tierra en los esquemas de comunicación asistida con protección de respaldo de los elementos direccionales de sobrecorriente. Los elementos diferenciales sensibles proporcionan un tiempo de operación de subciclo. La restricción para fallas externas utiliza una relación vectorial fácil de ajustar de corrientes remotas y locales.

Para la protección de campo de transformación se utiliza el relé SEL 387E, es un relé de protección diferencial de corriente y sobrecorriente, este se encarga de proteger el transformador de potencia por medio de una protección sensible de diferencial de corriente. El bloqueo de armónicas de corriente de fase está ajustado para ya sea sobre una base de devanados en común o independientes. Cuenta con cuatro entradas de corriente trifásica con protección independiente de diferencial.

Se utiliza el SEL 587Z como relé de diferencial de alta impedancia, este combina tiempo de prueba, tecnología análoga de alta impedancia. Utiliza eventos y record reportes para análisis posteriores. Ofrecen protección trifásica, este cuenta con inmunidad ante la saturación del transformador de corriente, teniendo incorporado resistencias de alto valor que brinda seguridad sobre efectos de saturación. Las características de este relé separan fases, neutral y secuencias negativas de elementos de sobre corriente. La protección diferencial de barras, consiste en analizar si existe una diferencia entre las corrientes de los

distintos campos por medio de los transformadores de corriente. Si se encuentra una diferencia entre corrientes existe una falla y se activa la protección 86B.

2.1.5.5. Equipo de comunicación

El equipo de comunicación a utilizar en subestación Antigua de igual forma que el equipo de protección es marca SEL (*Schweitzer engineering laboratories*). Se instalará equipo para comunicación interna y para comunicación remota, esta se encargara de llevar las señales, status y alarmas al centro de operaciones, COI. Por medio de estos equipos el centro de operaciones puede operar de forma remota la subestación en su totalidad. A continuación se mencionarán los equipos más importantes involucrados en la comunicación de una subestación.

SEL-2440, controlador discreto de automatización programable de 48 puntos, analiza cambios de estados en microsegundos. Es utilizado como un concentrador de señales donde toda la información que es enviada de los equipos de potencia ingresa y este los envía en fibra óptica al equipo de comunicación de caseta. La ubicación del SEL-2440 es en patio muy cercano a los equipos de potencia, esto para tener un significativo ahorro de conductor de cobre.

Se realiza un control y adquisición de datos de alta velocidad, protegiendo motores, recibiendo alarmas, indicación de estados de equipos abierto/cerrado, posición de resorte, entre otros. Normalmente se utiliza un controlador por bahía pero en una subestación GIS las señales a monitorear son mayores debido a eso se colocarán 2 controladores por bahía de entrada de línea y uno por bahía de acople.

SEL-3530 controlador de automatización en tiempo real proporciona un control completo y flexible del sistema. Convierte los datos entre múltiples protocolos, se comunica con cualquier dispositivo configurado y conectado. Proporciona supervisión, control y señalización en subestaciones. Este se instala en el gabinete de comunicación dentro de la caseta de control.

SEL-2730M switch Ethernet administrable de 24 puertos se encarga de conectar todos los dispositivos en red y comunicarlos con el centro de operaciones. Está diseñado para trabajar en ambientes industriales, soporta comunicación construida para acceso de ingeniería, control supervisor y adquisición de datos. La comunicación de datos se realiza en tiempo real.

SEL-2407 reloj de red sincronizado por satélite este reloj recibe señales de tiempo del sistema satelital de navegación global (GNSS). Funciona como reloj maestro de protocolo de tiempo de precisión, es ideal para la sincronización de tiempo con distintas subestaciones. Este proporciona las salidas de tiempo para aplicaciones de protección, sincronización de relés y unidades de medición.

2.1.6. Red de tierras para subestación aislada en gas SF6

La red de tierras construida en una subestación tiene como principal objetivo proveer un medio para llevar corrientes eléctricas dentro de la tierra en condiciones normales y de falla, sin exceder ningún límite de operación de los equipos o afectar el servicio continuo de la subestación. Asimismo trata de asegurar que personas cercanas a las instalaciones conectadas a la tierra no se encuentren expuestas a descargas eléctricas.

Un conductor continuo en forma de lazo debe extenderse a lo largo de todo el perímetro de la subestación para encerrar toda el área que se utilizará, esto

para tener altas diferencias de tensión entre dos puntos de la subestación. Dentro de este mismo lazo deben de colocarse conductores en líneas paralelas y a lo largo de las estructuras.

Se conforma la subestación por conductor desnudo de cobre, enterrado medio metro bajo el nivel de suelo final, en los puntos de cruce se realizan las uniones, estas normalmente con soldadura o perno de unión. En los puntos donde normalmente existe mucho contacto de personal de mantenimiento se instala una esterilla de tierra, para tener una diferencia de tensión mas controlada. La malla de tierras se conecta al cable de guarda de las líneas de transmisión, así la malla logra tener una menor resistencia.

La red de tierras que se implementa en una subestación aislada en gas debe ser apropiada a la dinámica transitoria presente en el GIS durante operaciones de maniobra. Es importante evaluar la red de tierras en la propagación de fenómenos transitorios.

2.1.6.1. Resistividad del terreno

La resistividad es una característica de los materiales que mide su oposición al flujo de una corriente eléctrica. El suelo es un mal conductor si este es comparado con un conductor típico, la resistividad del terreno va a variar dependiendo de la ubicación del mismo, los factores que determinan la resistividad pueden variar en distancias muy cortas. Los factores que hacen variar la resistividad son: la humedad, el tipo de suelo, los minerales y la temperatura.

2.1.6.2. Norma IEEE Std. 80-2000

Esta norma es una guía para una puesta a tierra segura en una subestación, esta puede ser aplicable para subestaciones aisladas en aire como en gas. En ella se puede encontrar definiciones importantes, los rangos tolerables de corriente dados por el efecto de frecuencia, magnitud y tiempo, los rangos tolerables del cuerpo humano, voltajes tolerables, principales consideraciones de diseño, consideraciones especiales en subestaciones aisladas en gas y la selección de materiales.

Las subestaciones aisladas en gas están sujetas a las mismas magnitudes de fallas de corriente a tierra y requiere el mismo bajo nivel de resistividad que las subestaciones convencionales. Se determina la eficiencia del blindaje de la envolvente por medio de su impedancia, la cual gobierna la circulación de las corrientes inducidas.

Para limitar los efectos indeseables causados por las corrientes circulantes, es necesario conocer los siguientes requerimientos:

- Todas las envolventes metálicas deben normalmente operar a un nivel de voltaje igual a tierra.
- Cuando se aterricen los puntos designados, se debe asegurar que no existan diferencias de potencial significativos entre puntos de la envolvente y las estructuras.
- Para evitar la circulación de corriente en la envolvente, el cable de alimentación debe estar conectado al sistema de tierras a través de conexiones separadas de la envolvente. Para facilitar esta insolación de estos cables deben de contar con terminaciones propias de insolación.

- Lo corriente de retorno de las envolventes no deben fluir por ningún transformador de corriente instalado.

2.1.6.3. Material común utilizado

El material que comúnmente se instala para formar una correcta red de tierras, es el que mejor cumple las características necesarias para tener una baja resistividad en el terreno donde se instalara la subestación.

2.1.6.3.1. Cable de cobre duro desnudo

El conductor de cobre duro desnudo cumple con las características principales que se requieren en una red de tierras, estas son: tener suficiente conductividad para no crear diferencias de tensiones peligrosas, resistir la fusión y el deterioro mecánico bajo las condiciones más adversas de corriente de falla, ser fuerte y confiable, en áreas expuestas a corrosión y mucho esfuerzo físico.

Su alta resistencia a la corrosión cuando este es enterrado se ve afectado por la corrosión galvánica en materiales con algún compuesto de plomo, como el apantallado de los cables de control y fuerza. Se evalúa la capacidad de corriente necesaria para la selección del calibre de conductor, normalmente va entre 1/0 y 4/0.

2.1.6.3.2. Varilla *cooperweld*

Consiste en una varilla de hierro colado con baño de cobre con una longitud mínima de 1,2 metros y un grosor de 5/8 de pulgada. La capa de cobre brinda protección suficiente contra la corrosión del terreno y la varilla en conjunto efectúa un camino hacia tierra para la corriente de falla que se presente.

Estas varillas de puesta a tierra pueden colocarse en las esquinas de la malla y en la periferia. También es necesario colocar cercana a los equipos de protección de descargas, como los pararrayos. Cuando existen suelos con una resistividad baja muy profunda, es necesario instalar varillas de varios metros de longitud para llegar al punto. Esta basa su funcionamiento en su longitud, buscando así la capa de terreno con menor resistividad.

2.1.6.3.3. Soldadura exotérmica

Las uniones realizadas con soldadura exotérmica deben unir de forma completa los conductores de tierra, se utiliza un molde que tiene las mismas características de fusión que los conductores, de esta manera se puede asumir que todas las conexiones son parte integral de un conductor homogéneo.

Esta soldadura se caracteriza por su fácil aplicación y eficacia, no requiere de una fuente externa, utiliza la alta temperatura resultante de la reacción de los materiales utilizados.

Figura 19. Soldaduras exotérmicas típicas



Fuente: VILLAGRAN, Oswaldo. Manual de uso de la soldadura exotérmica.

2.1.7. Apantallamiento de subestación

Para diseñar un apantallamiento de forma adecuada para una subestación es necesario tomar en cuenta factores determinantes que producen los fenómenos electroatmosféricos. Las impredecibles probabilidades de fenómenos electroatmosféricos, la poca data recopilada de los fenómenos electromagnéticos, lo complejo y costoso que es el análisis de estos fenómenos, son las razones por las cuales se hace muy complejo el blindaje de una subestación eléctrica de manera correcta y efectiva.

Una de la gran ventaja con la que se cuenta en una subestación encapsulada es que toda su envoltura funciona como un escudo protector que resguarda los equipos internos con los que cuenta, sin embargo, el costo de una subestación de este tipo es significativamente mayor al de una subestación convencional. Existen tres métodos para el diseño del apantallamiento, método clásico de ángulos fijos, método clásico de curvas empíricas y método electro geométrico.

El método de ángulos fijos utiliza ángulos verticales para determinar la cantidad, posición y altura de los cables de guarda. El método de curvas empíricas es el siguiente, se determina un nivel de exposición, se determina la altura de la subestación y el ancho de la misma con todos sus campos y equipos, se selecciona una altura máxima del pórtico de la subestación donde se ubicará el hilo de guarda, se calcula el valor que se va interpretar en la curva, este es la cobertura del apantallamiento, si no se cumple el deseado se modifican las alturas, y de esta manera se va encontrando la altura que cumple con la cobertura de apantallamiento deseado.

2.1.7.1. Norma IEEE Std. 998-1996

El objetivo de la norma es proporcionar información y una guía para la utilización de métodos típicos aplicados en apantallamiento de subestaciones. Se describe en general la naturaleza de los rayos y sus problemas, los métodos para diseñar la protección y los cálculos.

Esta norma describe la correcta utilización de los tres métodos típicos utilizados. Es muy importante tomar en cuenta para el apantallamiento de una subestación magnitud, la clase de sobretensión y frecuencia con la que se puedan presentar los fenómenos en una subestación durante su operación.

2.1.8. Gas hexafluoruro de azufre

El gas hexafluoruro de azufre es una gas artificial descubierto de 1901 por el químico Moissan. Para la obtención de este se expone directamente azufre y flúor gaseoso aproximadamente a 300 grados centígrados.

Este es alrededor de 5 veces más pesado que el aire, inodoro, incoloro e inerte en su estado puro, es considerado uno de los gases de efecto invernadero más preocupantes. Se debe de tener mucho cuidado en la manipulación de este gas, 1kg de gas hexafluoruro de azufre equivale a 23,4 toneladas de CO₂. Para su reutilización es importante realizar la medición de cálda de gas. Es importante medir la calidad de gas con frecuencia en equipos de alta potencia.

Sin este gas los equipos actualmente utilizados en alta tensión tendrían que ser de grandes dimensiones y tendrían niveles de corto circuito mucho más bajos a los que actualmente poseen. El hexafluoruro de azufre es el principal eje por el cual se pueden desarrollar subestaciones encapsuladas, gracias a su alta rigidez

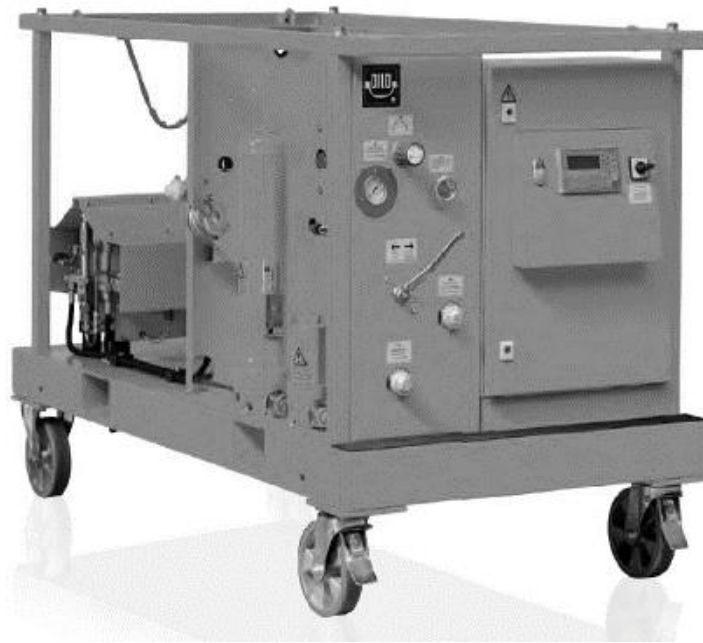
dieléctrica, tiene un excelente funcionamiento como gas de corte de arcos eléctricos, permite un rápido restablecimiento de la tensión en los equipos donde se produjo la falla. Este gas posee una gran estabilidad térmica y está formado por 22 % de azufre y 78 % de flúor.

Este es normalmente suministrado en cilindros de 100 kg o para proyectos grandes cilindros hasta de 1 000 kg. La manipulación de este gas se debe de realizar con mucho cuidado. Para introducir o extraer gas en un compartimento de un equipo, es necesario seguir una serie de pasos que ayudaran a no contaminar el gas, el equipo que se utiliza y el compartimento al que se le va suministrar.

Los equipos necesarios para realizar estos procesos son:

- Máquina de llenado y extracción de gas: esta máquina tiene la capacidad de realizar vacío, llenado y extracción de gas, cuenta con un compresor, una bomba de succión para recuperación de gas, una bomba de vacío para realizar la extracción de aire en el sistema donde se va inyectar gas, un filtro seco, un filtro de partículas, un pantalla de operación para manipular las distintas funciones.
- Mangueras para llenado y extracción de gas.
- Manómetro, válvula anti retorno y llave de paso, esta conjunto funciona para manipulación de gas en el otro extremo de la manguera, en el punto más cercano del compartimiento a trabajar. Con el manómetro se puede monitorear la presión que se tiene y a su vez corroborar las lecturas que la máquina de llenado está dando.
- Equipo de protección para trabajar con gases, gafas protectoras, guantes protectores. Si el área es encerrada se necesitara usar mascarilla con filtro.

Figura 20. **Máquina de llenado y extracción de gas**



Fuente: B057R compact series gas service. Hoja de propiedades DILO, p. 4.

Los pasos que deben seguirse para el llenado o extracción de gas en un compartimiento son:

- Verificar el estado físico del equipo que ya fue mencionado.
- Conectar la manguera y el manómetro a la máquina de llenado y extracción de gas.
- Con la llave de paso cerrada en el extremo opuesto de la manguera a la máquina, se selecciona la función de vacío y se procede a realizar el vacío la manguera y el manómetro, esto para evitar que la manguera tenga aire en su interior.
- Luego del vacío se procede a conectar la manguera con el manómetro al compartimiento donde se estará trabajando.
- Se abre la llave del manómetro, se visualiza la presión que el compartimiento posee.

- Se selección al función que se desea realizar con la máquina, si se trata de llenado de gas es importante verificar si el compartimento ya contaba con gas o se le debe realizar un vacío previo a su llenado. Si es extracción de gas se debe verificar que el gas a extraer no se encuentre contaminado ya que este podría contaminar el resto de gas ubicado en el depósito de la máquina.
- Se verifica que el compartimento haya llegado a la presión buscada y se procede a desconectar el equipo del compartimento, estos normalmente cuentan con una válvula pinch para reducir el escape de gas a la hora de conexión y desconexión de estos equipos.

Es muy importante contar con todos estos equipos para la manipulación de gas y seguir los pasos para su correcto manejo. Cuando existe una fuga de gas en algún compartimento se debe de monitorear con especial cuidado. Se utilizar un detector de fugas de gas para el monitoreo de las mismas, este permite medir en 6 niveles de sensibilidad y cuenta con un tiempo de respuesta rápido.

Figura 21. **Detector de fuga de gas hexafluoruro de azufre**



Fuente: SF6 leak pointer gas service. Hoja de propiedades, p. 1.

3. ANÁLISIS Y CÁLCULO PARA MONTAJE DE LA SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS-SF6

El montaje de una subestación eléctrica abarca una gran cantidad de estudios y diseños con sus respectivos cálculos. Desde el estudio de prefactibilidad, el cual determina si es factible construir la subestación, la red de tierras, diseño de obra civil, especificación de equipo, estudios eléctricos, diseño de montaje electromecánico, diseño de apantallamiento, entre otros. Cada uno de estos estudios y diseños tienen una gran importancia en el desarrollo de la subestación, aunque también es importante mencionar que muchos de los detalles finales de un proyecto se logran visualizar hasta que este se esté llevando a cabo. La modificación de cualquier diseño debe de ser identificado y trazado en su plano correspondiente, esto para contar con un respaldo de porque se realizó la modificación en la marcha del proyecto.

A continuación se incluirán propuestas de diseño para la red tierras, apantallamiento, servicios auxiliares, aire acondicionado y un análisis realizado para las distintas pruebas de campo que se realizaron en la subestación aislada en gas-SF6.

3.1. Análisis y cálculo de red de tierras

Para diseñar el sistema de puesta a tierra de la subestación hay que tener en cuenta, además de las perturbaciones en baja frecuencia (corto circuito de red y defecto de tierra), también los efectos de las perturbaciones transitorias rápidas (maniobras del seccionador, descargas en la GIS). Debido a esto se debe contemplar el diseño con inducción baja para una instalación GIS. Inducción baja significa que la impedancia de las puestas a tierra y de la red de tierras de la GIS es pequeña, esto se logra utilizando conductores planos, colas cortas, alto grado

de reticulado de la red de tierras, esto también asegura una compatibilidad electromagnética de los sistemas secundarios de una GIS.

Se diseñará una red de tierras que logre disminuir la sobretensión transitoria ultra rápida (VFTO) que se origina durante operaciones de maniobra en una subestación aislada en gas. El propósito de la red de tierras es brindar un camino de baja impedancia entre el neutro y la referencia a tierra. La subestación anterior no contaba con el diseño de tierras adecuado para la dinámica transitoria presente en subestaciones aisladas en gas-SF₆, que ocurren durante operaciones de maniobra. Se presentará a continuación el procedimiento para el diseño de una red de tierras capaz de disminuir la magnitud de la sobretensión transitoria ultra rápida que son originados por maniobras, para ello es necesario modelar el comportamiento de la magnitud de los transitorios, la malla de la red de tierras se modela con componentes que asemejan el comportamiento de los equipos de operación en la GIS. La reducción del VFTO se logra mediante la inclusión de elementos adicionales en la red de tierras, esto hasta que se logra obtener valores de sobretensión transitorio de paso y de contacto aceptables.

3.1.1. Análisis de VFTO para la subestación aislada en gas-SF₆

La aparición de procesos transitorios rápidos es común en una GIS, los tiempos de descarga disruptiva en rangos de nanosegundos provocan en la GIS fenómenos transitorios extremadamente rápidos con frecuencias características del rango de los MHz.

A causa de la altísima frecuencia de los transitorios rápidos se producen diferencias de potencial muy elevadas, hasta en longitudes cortas de conductores a tierra, estas podrían contener peligrosos aumentos de potencial a tierra. Las consecuencias podrían ser descargas entre las partes de la instalación puesta a

tierra y daños en el aislamiento de dispositivos de segundo plano. Se debe de tener en consideración que junto con el desacoplamiento directo a través de los circuitos de transformador los campos electromagnéticos irradiados pueden producir sobretensiones transitorias en los circuitos secundarios.

Los transitorios ultra rápidos se propagan como ondas electromagnéticas en el interior de la GIS, debido a esto siempre fluye corriente de retorno en la carcasa. Mientras no se produzca ninguna interrupción galvánica en la envoltura de la GIS, la corriente de retorno permanece en el interior de la GIS. En las extremidades de la subestación, donde se hace la conexión con la línea aérea, ya no se da ninguna continuidad de la carcasa. Los transitorios que llegan a dichas extremidades por toda la envoltura son acoplados fuera del sistema de puesta a tierra. Del mismo modo se dispersan los campos electromagnéticos en el entorno.

Para ciertas condiciones de conmutación en operación de seccionadores, interruptores, puestas a tierra, es posible que se generen sobretensiones transitorias ultra rápidas, estas actúan como ondas y se propagan dentro y fuera de la GIS. Debido a esto es necesario modelar los componentes de la GIS como circuitos eléctricos en el momento que se tenga que diseñar la red de tierras. Se realizan subdivisiones de todos los componentes de la subestación para modelarlos.

La tabla II muestra cada equipo con su respectivo modelado que se debe considerar para su cálculo en la red de tierras.

Tabla II. **Modelado de equipos comunes en subestación GIS**

Componente GIS		Parámetro modelado
Interruptor de potencia	Apertura	Línea de transmisión en serie con capacitor
	Cierre	Línea de transmisión
Seccionador	Apertura	Línea de transmisión en serie con capacitor
	Cierre	Línea de transmisión
Puesta a tierra		Capacitor a tierra
Línea a bushing, cono aislador		Capacitor a tierra
Barra encapsulada		Línea de transmisión

Fuente: elaboración propia.

3.1.2. Procedimiento para el diseño de una red de tierras

El diseño de la red de tierras para una subestación aislada en gas-SF6 inicia calculando una red de tierras convencional con los datos de la subestación a montar. Luego se procede a realizar los ajustes correspondientes sobre la red ya diseñada, para los VFTO que se van a tener en las maniobras. Los parámetros con los que se inicia el diseño de la malla de tierra son:

- Resistividad del terreno: se realiza la medición de resistividad en el área donde se construirá la subestación. La medición realizada por TRELEC fue efectuada con un teluometro digital. A continuación se muestra la tabla III de valores registrados.

Tabla III. Resistividad del terreno

Distan cia	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Promedio
M	R(Ω -m)	R(Ω -m)	R(Ω -m)	R(Ω -m)	R(Ω -m)	R(Ω -m)
1	51,84	50,2	54,54	62,64	47,69	54,4
2	47,38	51,52	50,52	42,6	37,7	45,0
4	33,43	31,67	37,95	37,7	36,69	35,7
6	29,78	24,88	21,11	36,57	36,19	34,5
8	26,64	26,14	24,13	35,69	34,68	30,6
16	18,1	20,11	19,1	31,16	30,16	24,8

Fuente: elaboración propia.

- Área para la red de tierras: el área donde se realizará la construcción de la subestación cuenta con un área de 180 m², 20 metros de longitud aproximadamente y 9 m de ancho.
- La corriente de corto circuito dada por el estudio eléctrico realizado por TRELEC, tiene un valor de 2,6 kA trifásica para subestación Antigua
- Los elementos conectados al sistema de potencia.

Seguido de esto se procede a realizar los siguientes pasos:

Paso 1: determinar el calibre de conductor a utilizar. Para este diseño se considerará el calibre 4/0 AWG, diámetro de 1.13 cm.

Paso 2: calcular las tensiones máximas permisibles tomando como peso de la persona 70 kg, se procede a encontrar la tensión de toque y paso dentro de la subestación.

Tensión de paso 70 kg $E_{s-70} = (1\,000 + 6C_sP_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \text{ V}$

Tensión de toque 70 kg $E_{t-70} = (1\,000 + 1,5C_sP_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \text{ V}$

Donde:

C_s = factor de reducción

P_s = resistividad de superficie

t_s = tiempo duración falla

Paso 3: se asume un diseño preliminar de la distribución de varillas y conductores para la malla de tierra, este se pone a evaluación para verificar si cumple o debe modificarse. En este caso se asumirá cables paralelos con separación de 1m, utilización de 10 varillas de 2.4 m en los extremos de la malla.

L_C = longitud total del cable

L_R = longitud total de varillas enterradas

$L = L_C + L_R$ = longitud efectiva de conductor de la malla de tierra

Paso 4: luego de tener estos datos se procede a calcular la resistencia de puesta a tierra, asumimos que la profundidad de la malla estará a 0,5 m.

Resistencia de puesta a tierra $R_g = P \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1+h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$

Donde:

P = resistividad del terreno

A = área total del terreno

H = enterramiento de malla

Paso 5. Se calcula la máxima corriente de malla.

$$\text{Máxima corriente de falla } I_g = \frac{I_{falla} * 1,5}{\sqrt{3}}$$

$$\text{Máxima corriente de malla } I_G = I_g * S_f$$

Donde:

I_g = corriente máxima de falla

I_{falla} = corriente de corto circuito

S_f = factor de distribución

Paso 6: se calcula la tensión de tierra remota (GPR), se compara este valor con la máxima tensión de toque permitida, si esta no se cumple se procede a calcular las tensiones que se presentan en la subestación.

$$\text{Tensión de tierra remota } GPR = I_G * R_g$$

Paso 7: se calcula las tensión de retícula y tensión de paso, estas se comparan con los valores de paso y toque permitidas, si son menores el diseño se da como aceptado.

$$\text{Tensión de retícula: } E_m = \frac{P I_G K_m K_i}{L_c + [1,55 + 1,22 (\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}})] L_R}$$

Tensión de paso:
$$E_s = \frac{PI_G K_S K_i}{0,75L_c + 0,85L_R}$$

Donde:

K_s = factor de geometría para tensión de paso

K_i = factor de corrección por geometría

K_m = factor de geometría para tensión de retícula

L_r = longitud total de varillas

L_c = longitud de conductor de cobre

Tabla IV. **Parámetros considerados para el cálculo de la red de tierras.**

Nombre	Valor
Longitud X de terreno	20 m
Longitud Y de terreno	9 m
Área de terreno (A)	180 m ²
Tiempo máximo de falla (t_s)	0,3 s
Resistividad del terreno (ρ)	54 Ω m
Resistividad de capa superior(ρ_s)	2 500 Ω m
Corriente de falla trifásica (I_{falla})	2 600 A
Calibre de conductor	4/0 AWG
Diámetro de conductor	0,0113 m
Peso para tensiones	70 kg
Espesor de capa superior(h_s)	0,15 m
Profundidad de enterramiento(h)	0,5 m

Fuente: elaboración propia.

3.1.3. Memoria de cálculo

Se realizarán los cálculos correspondientes para obtener los valores buscados, siguiendo los pasos anteriormente mencionados:

Paso 1: calibre 4/0 AWG diámetro de 1,13 cm.

Paso 2: tensión de paso 70 kg

$$E_{s-70} = (1\,000 + 6C_s P_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \text{ V}$$

$$E_{s-70} = (1\,000 + 6(0,78)(2\,500)) \frac{0,157}{\sqrt{0,3}} \text{ V}$$

$$E_{s-70} = 3615,4 \text{ V}$$

Tensión de toque 70 kg

$$E_{t-70} = (1\,000 + 1,5C_s P_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \text{ V}$$

$$E_{t-70} = (1\,000 + 1,5(0,78)(2\,500)) \frac{0,157}{\sqrt{0,3}} \text{ V}$$

$$E_{t-70} = 1125,07 \text{ V}$$

Paso 3: cables paralelos con separación de 1m

Se asume utilización de 10 cables con longitud e 20 m y 21 cables con longitud de 9 m, esto para realizar la cuadrícula de la malla.

$$L_c = (10 * 20) + (21 * 9) \text{ m}$$

$$L_c = 389 \text{ m}$$

Utilización de 10 varillas de 2,4 m en los extremos de la malla.

$$L_R = 24 \text{ m}$$

L= Longitud efectiva de conductor de la malla de tierra

$$L = 389 + 24 \text{ m}$$

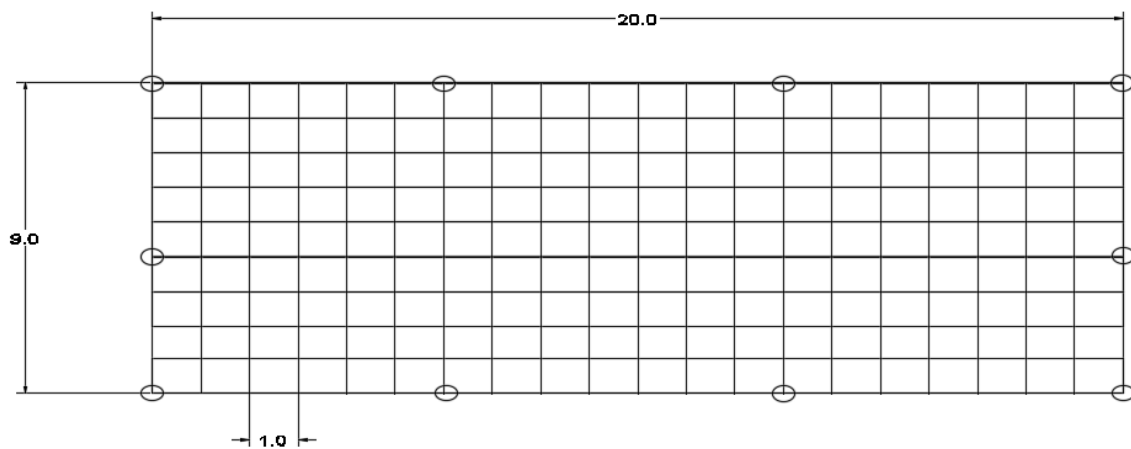
$$L = 413 \text{ m}$$

Área terreno

$$A = 20 * 9 \text{ m}^2$$

$$A = 180 \text{ m}^2$$

Figura 22. **Malla a tierra propuesta**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Paso 4: resistencia de puesta a tierra

$$R_g = P \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1+h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \Omega$$

$$R_g = 54 \left[\frac{1}{413} + \frac{1}{\sqrt{20(180)}} \left(1 + \frac{1}{1+0,5\sqrt{\frac{20}{180}}} \right) \right] \Omega$$

$$R_g = 1,802 \Omega$$

Paso 5: máxima corriente de malla.

$$I_G = I_g * S_f \text{ A}$$

Primero se calcula la máxima corriente de falla.

$$I_g = \frac{I_{falla} * 1,5}{\sqrt{3}} \text{ A}$$

$$I_g = \frac{1502,89 * 1,5}{\sqrt{3}} \text{ A}$$

$$I_g = 2254,33 \text{ A}$$

Se sabe que el factor de distribución S_f es igual a 40 % por la cantidad de líneas que entran a la subestación, relación 4/2.

$$I_G = I_g * S_f \text{ A}$$

$$I_G = 2254,33 * 0,40 \text{ A}$$

$$I_G = 901,73 \text{ A}$$

Paso 6: tensión de tierra remota

$$GPR = I_G * R_g \text{ V}$$

$$GPR = 901,73 * 1,802 \text{ V}$$

$$GPR = 1625,09 \text{ V}$$

Tabla V. **Comparación de tensiones en malla**

Comparación para aceptación de malla a tierra:	
$GPR = 1625,09 \text{ V}$	$E_{t-70} = 1125,07 \text{ V}$

Fuente: elaboración propia.

Debido a que la tensión de tierra remota es mayor que la tensión de toque permitida es necesario continuar con los siguientes puntos, para el cálculo de tensión de retícula y tensión de paso que se presentan en la subestación.

Paso 7: tensión de retícula

$$E_m = \frac{PI_G K_m K_i}{L_c + [1,55 + 1,22(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}})]L_R} \text{ V}$$

$$E_m = \frac{54 \cdot 901,73 \cdot 0,2968 \cdot 2,7078}{389 + [1,55 + 1,22(\frac{2,4}{\sqrt{9^2 + 20^2}})]240} \text{ V}$$

$$E_m = 91,16 \text{ V}$$

Tensión de paso

$$E_s = \frac{PI_G K_s K_i}{0,75L_c + 0,85L_R} \text{ V}$$

$$E_s = \frac{54 \cdot 902,73 \cdot 0,8487 \cdot 2,7078}{0,75 \cdot 389 + 0,85 \cdot 240} \text{ V}$$

$$E_s = 358,53 \text{ V}$$

3.1.4. **Diseño final de la red de tierras**

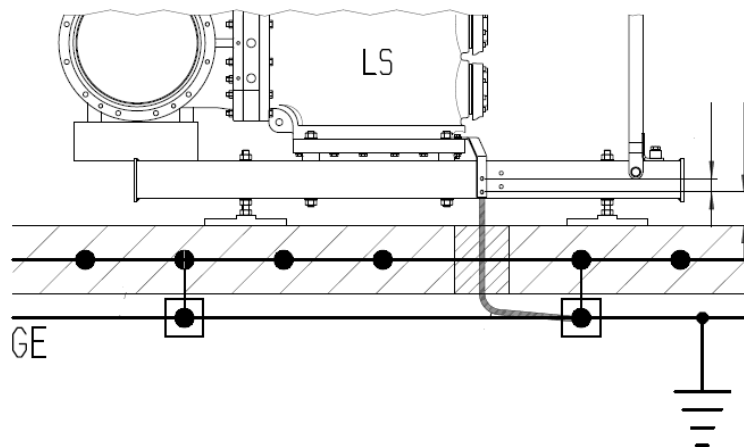
Los cálculos previos que se realizaron sirven para encontrar el diseño óptimo de una malla de puesta a tierra para una subestación aislada en aire, esta también cumple para subestaciones aisladas en gas, aunque es importante

siempre considerar los transitorios rápidos de sobre voltaje que pueden darse en maniobras de operación. Para disminuir estas sobre tensiones es importante tomar en cuenta las siguientes consideraciones en las conexiones de puesta a tierra para la subestación aislada en gas.

Para una subestación GIS existen puntos de conexión importantes para los equipos que componen la misma, esto para no generar diferencia de potencial en las envolturas de las distintas bahías y compartimientos de la subestación. Considerar los siguientes puntos de conexión principales al sistema de puesta a tierra de GIS:

- La conexión de puesta a tierra de interruptores de potencia, en los puntos indicados.

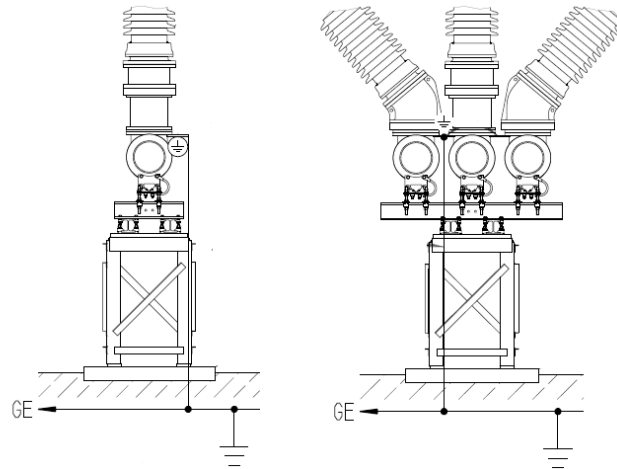
Figura 23. Puesta a tierra interruptor de potencia



Fuente: Alstom GE. Instalaciones F35-72.5kV, H47020721-es_05.

- La conexión de puesta a tierra de los bujes de entrada de línea montados en estructura metálica, en los puntos indicados.

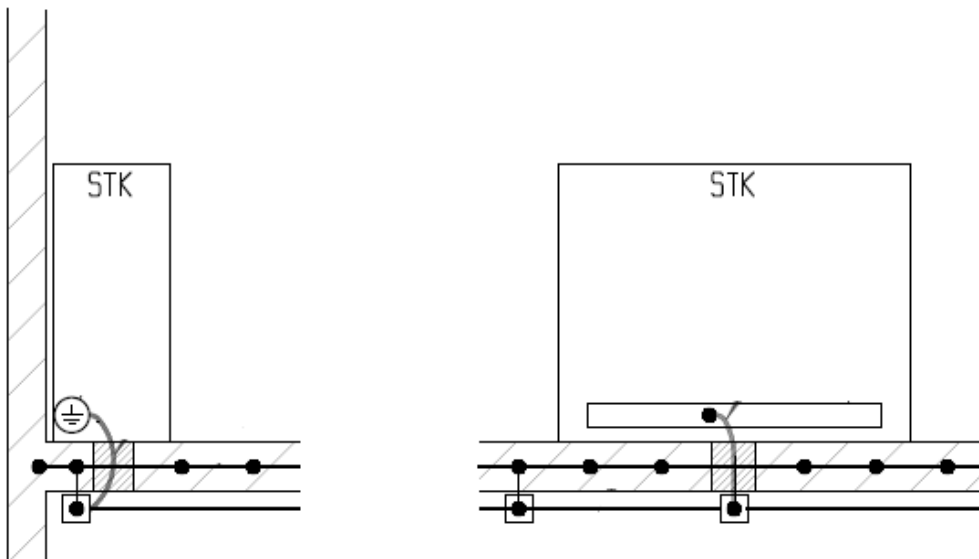
Figura 24. **Puesta a tierra bujes de entrada de línea**



Fuente: Alstom GE. Instalaciones F35-72.5kV, H47020721-es_05.

- La conexión de puesta a tierra de los armarios de control individuales, en los puntos indicados.

Figura 25. **Puesta a tierra armarios de control individuales**



Fuente: Alstom GE. Instalaciones F35-72.5kV, H47020721-es_05.

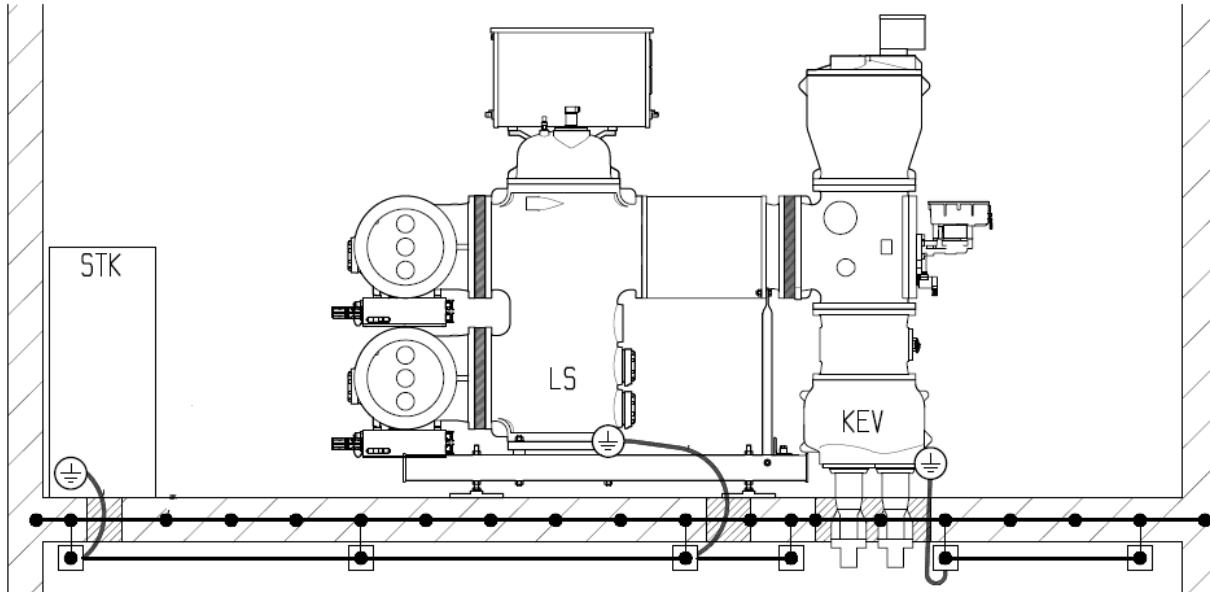
3.1.5. Resultados obtenidos

Luego de realizar las operaciones correspondientes se procede a comparar los resultados y de esta manera comprobar si la red de tierras propuesta es la adecuada para la subestación. Se debe de cumplir con las siguientes tres condiciones para que la red de tierras sea aceptada:

- Se encontró que la tensión de toque máxima permitida para 70 kg ($E_{t-70}=1125,07$ V) es mayor que la tensión de retícula estimada ($E_m=91,16$ V), de esta manera se cumple la primera condición $E_{t-70} > E_m$.
- Se encontró que la tensión de paso máxima permitida 70 kg ($E_{s-70} = 3615,4$ V) es mayor que la tensión de paso estimada ($E_s = 358,53$ V), de esta manera se cumple la segunda condición $E_{s-70} > E_s$.
- Se encontró que la elevación máxima de tensión de la malla relativa a la tierra remota ($GPR= 1625,09$ V) no supera la elevación máxima permitida por la norma igual a 5 000 V, de esta manera se cumple la tercera condición $GPR < 5\ 000$ V.

Luego del análisis de las condiciones que se deben cumplir para considerar un diseño de malla aceptable, las tres cumplen. Este diseño cumple con todas las condiciones para ser utilizada en la subestación. Este diseño se puede visualizar en la figura 22. Es muy importante en una subestación GIS respetar los puntos de conexión indicados por el fabricante en cada uno de los equipos y módulos para su puesta a tierra.

Figura 26. **Puesta a tierra de una bahía completa**



Fuente: Alstom GE. Instalaciones F35-72.5kV, H47020721-es_05.

3.2. **Análisis y cálculo de apantallamiento de subestación**

Se conoce como apantallamiento de una subestación el proteger todo equipo que esté instalado en una subestación contra descargas atmosféricas directas, por un conjunto de elementos especiales para esta función. El diseño del apantallamiento para esta subestación se regirá por la norma IEEE Std. 998-1996, en esta se describen las tres metodologías para el diseño de esta, método clásico de ángulos fijos, método clásico de curvas empíricas y método electro geométrico.

Es necesario considerar el tipo de sobretensiones, la frecuencia y la magnitud para las condiciones de aislamiento en la subestación que puedan presentarse durante su operación. Una sobretensión transitoria considerable es la producida por las descargas atmosféricas sobre la subestación, puede que

esta llegue a través de la línea de transmisión o que se deban a descargas directas sobre los equipos de la subestación, por fallas en el apantallamiento.

Una alta sobretensión aparece sobre los equipos de la subestación, afectados por la descarga atmosférica. Si esta sobretensión el soporte del aislamiento se genera un arco de potencia entonces entrarán en operación los interruptores para disipar el cortocircuito. Si la descarga se produce a través del aire, sobre equipos con aislamiento autoregenerable, no se producen daños. Si la descarga se produce en aislamientos no autoregenerables como transformadores, bobinas, equipo electrónico, el daño será permanente.

El apantallamiento busca proteger estos equipos en la subestación, sobre estas descargas de forma directa. Es muy importante la realización de un diseño óptimo para el apantallamiento de todos estos equipos que pueden llegar a sufrir un daño destructivo.

3.2.1. Procedimiento para el diseño de apantallamiento

Con el diseño del apantallamiento se pretende que todo los equipos deseados sean menos atractivos para el rayo que los elementos apantalladores, esto se logra al determinar la distancia de descarga de un rayo a un equipo, es la longitud del último paso de la guía de un rayo, bajo la influencia de la tierra o de una terminal que lo atrae.

La distancia de descarga va a indicar la ubicación del equipo o estructura apantalladora con respecto al equipo que se quiere proteger, siempre considerando la distancia entre cada uno de estos respecto a la tierra. Esta distancia viene dada por la carga de la guía del rayo y la corriente de retorno del

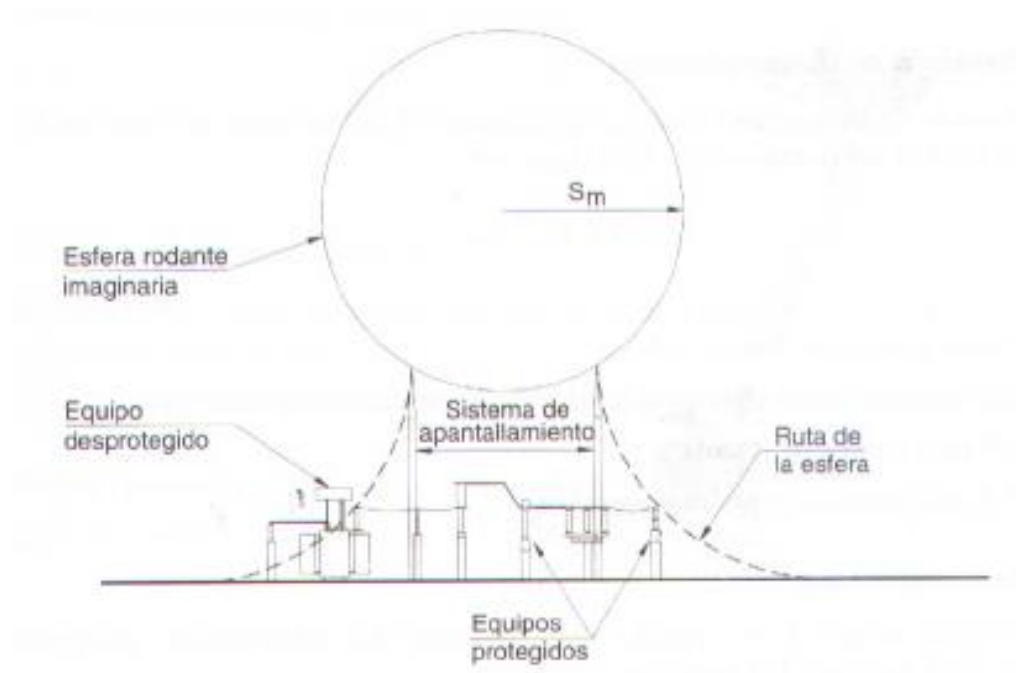
mismo. La amplitud de la corriente de retorno es una variable aleatoria, su relación con la distancia de descarga ha sido encontrada experimentalmente.

Para determinar la altura mínima de los equipos de apantallamiento por el método electrogeométrico se trazan arcos de circunferencia, con radio igual a la distancia de descarga a los equipos que deben ser protegidos, los arcos quedarán montados tangentes a la tierra y a los equipos. Cualquier equipo que este por debajo del arco estará protegido por el o por los objetos que conforman el arco.

Por el método electrogeométrico es posible encontrar la altura efectiva del apantallamiento teniendo ya definidas las dimensiones de altura de pórticos o entradas de línea y las alturas de los vanos y barrajes dentro de la subestación. Los elementos más comunes que son utilizados para realizar el apantallamientos son:

- Los cables de guarda protegen a lo largo de todo el cable, son económicos.
- Las puntas son igual de económicas, se colocan sobre el pórtico.
- Mástiles son los más costos, requieren estructura propia.

Figura 27. **Concepto de esfera de radio igual a la distancia de descarga S_m**



Fuente: Mejía Villegas S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión, Apantallamiento, p. 325.

Para el cálculo de apantallamiento en subestación Antigua se utilizará el método electrogeométrico, este involucra una circunferencia imaginaria de un radio S_m como lo muestra la figura 27, esta se va desplazando por encima de los dispositivos apantalladores de la subestación. Protegiendo todo los equipos que no son tocados por la circunferencia imaginaria. A continuación se describe un pequeño procedimiento que se sigue para el diseño del apantallamiento con cable de guarda por el método mencionado:

- Cálculo de la altura promedio de las entradas de línea, h_{av} .
- Cálculo de la impedancia impulso, teniendo en cuenta el radio de corona, Z_0 .
- Cálculo de la corriente crítica de descarga, I_c .

- Cálculo de la distancia de descarga crítica S_m , es el radio de la circunferencia.
- Cálculo de la altura efectiva del cable de guarda, h_e .
- Cálculo de la máxima separación de los cables de guarda, $2d_{max}$.

Tabla VI. **Parámetros considerados para el cálculo del apantallamiento**

Nombre	Valor
Nivel de tensión	69 000 V
Nivel de aislamiento al impulso de rayo BIL	32 5000 V
Longitud de cadena de aisladores	$W = 1,016$ m
Conductor utilizado	Flint
Diámetro del conductor	$2r = 0,02516$ m
Separación de hilo de guarda	$2d = 7,6$ m
Altura de instalación cable de fase	$H = 11$ m
Longitud de vano mayor	$L_v = 24$ m
Conductores por fase	1

Fuente: elaboración propia.

3.2.2. Memoria de cálculo

Paso 1: se procede a calcular la altura promedio de los cables de fase H_{AV} .

Se necesitará calcular la altura en la mitad del vano:

$$H_{MIN} = H - 0,03(L_V) \text{ m}$$

$$H_{MIN} = 11 - 0,03(24) \text{ m}$$

$$H_{MIN} = 10,28 \text{ m}$$

Se calcula la altura promedio de los cables de fase:

$$H_{AV} = \frac{1}{3} H + \frac{2}{3} H_{MIN} \text{ m}$$

$$H_{AV} = \frac{1}{3} (11) + \frac{2}{3} (10,28) \text{ m}$$

$$H_{AV} = 10,52 \text{ m}$$

Paso 2: se procede a calcular la impedancia impulso Z_0 , teniendo en cuenta el radio corona R_c .

$$R'_C = R_O + R_C \text{ m}$$

$$R'_C = 0,0643268 \text{ m}$$

Se calcula el radio del conductor:

$$2r = 0,02516 \text{ m}$$

$$r = 0,01258 \text{ m}$$

Se calcula la impedancia de impulso:

$$Z_0 = 60 \sqrt{\ln \frac{2H_{AV}}{R_C} \ln \frac{2H_{AV}}{R}} \Omega$$

$$Z_0 = 60 \sqrt{\ln \frac{2(10,52)}{0,064} \ln \frac{2(10,52)}{0,01258}} \Omega$$

$$Z_0 = 393,5063 \Omega$$

Paso 3: cálculo de la corriente crítica de descarga, I_c .

$$I_c = \frac{2,2BIL}{Z_0} = \frac{2,2(325\ 000)}{393,5063}$$

$$I_c = 1,817 \text{ kA}$$

Paso 4: se procede a calcular la distancia de descarga crítica S_m , esta a su vez será el radio de la esfera imaginaria para el apantallamiento.

$$S_m = 8kI_c^{0,65} \text{ m}$$

Donde k es igual a 1 cuando se usa cable de guarda para apantallamiento y 1,2 cuando con mástiles y puntas captadoras. Se tomará 1,2 para nuestro diseño.

$$S_m = 8kI_c^{0,65} \text{ m}$$

$$S_m = 8(1,2)(1,817^{0,65}) \text{ m}$$

$$S_m = 14,15 \text{ m}$$

Paso 5: se calcula la máxima separación de los mástiles, S. a continuación se describe cada uno de los pasos que se aplican para este cálculo.

Se establece que la altura del mástil (h) será 25 metros y la altura del equipo que se va a proteger (d_e) será 15 m. la diferencia entre mástil y equipo (y) será entonces:

$$y = h - d_e \text{ m}$$

$$y = 25 - 15 \text{ m}$$

$$y = 10 \text{ m}$$

A continuación se definirá la diferencia de elevación entre el mástil y el centro de la esfera:

$$E = S_m - y \text{ m}$$

$$E = 14,15 - 10 \text{ m}$$

$$E = 4,15 \text{ m}$$

Luego se definirá la distancia horizontal entre el mástil y el centro de la circunferencia imaginaria (J), esta viene dada por:

$$J = \sqrt{S_m^2 - E^2} \text{ m}$$

$$J = \sqrt{14,15^2 - 4,15^2} \text{ m}$$

$$J = 13,528 \text{ m}$$

Se procede a calcular la distancia diagonal entre mástiles, K :

$$K = 2J \text{ m}$$

$$K = 2(13,528) \text{ m}$$

$$K = 27,056 \text{ m}$$

Por último se calcula la distancia entre mástiles, S :

$$S = \frac{K}{\sqrt{2}} \text{ m}$$

$$S = \frac{27,056}{\sqrt{2}} \text{ m}$$

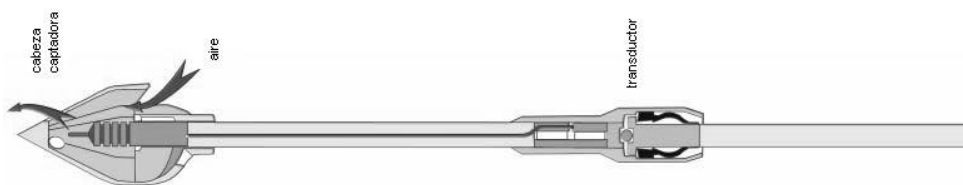
$$S = 19,1314 \text{ m}$$

3.2.3. Diseño final del apantallamiento

El apantallamiento calculado para subestación Antigua es un diseño con puntas en la parte alta de las estructuras, sin embargo, en los postes de entrada de línea de la subestación se tiene hilo de guarda que realiza la función de apantallamiento, realizando una protección adicional a la de las puntas a instalar. Este hilo de guarda ingresa siempre por los postes de entrada de línea a la subestación, ya que es un cable especial que contiene en su núcleo fibra óptica. Este cable llamado OPGW (*optical ground cable*), cumple funciones de cable de guarda y de comunicación. Su núcleo se utiliza para la transferencia de datos a distancias largas y a su vez su parte externa cumple la función de un cable de acero instalado como hilo de guarda.

Para el apantallamiento de las casetas existen unas recomendaciones especiales que describe la norma, en este caso se aplicarán puntas pararrayos tipo franklin con una altura de 1,5 metros, ubicada en las partes más altas, estas se unirán por un lazo perimetral en la parte superior de la caseta y a su vez se contarán con bajadas en cobre desde los pararrayos a la malla de tierra.

Figura 28. Punta pararrayos típica Franklin



Fuente: SOSA, Julio. Subestaciones eléctricas de alta tensión aisladas en gas.

3.2.4. Resultados obtenidos

Con los cálculos realizados se ha comprobado que se puede apantallar el campo colocando puntas o mástiles de 25 metros de altura cada 19,1314 m. siempre es necesario rodear el contorno de los equipos expuestos a descargas con hilo de guarda en las partes altas de los pórticos o postes de entrada de línea, esto para tener una certeza total del apantallamiento. Para el apantallamiento usualmente se utilizan cables de acero galvanizado de 3/8 de pulgada, este sería el cable de guarda que se coloca en la parte alta de la subestación.

El método electro geométrico apantalla contra el total de descargas que podrían causar un flameo, los demás tienen considerado un pequeño porcentaje de falla del apantallamiento. El método de instalación de puntas o mástiles es el más costoso, adicional a eso requiere de una estructura para el montaje de estos. La subestaciones aisladas en gas hexafluoruro de azufre, tiene la ventaja de tener todos los equipos encapsulados, de esta forma toda la envolvente que protege estos equipos funcionan como conductor hacia tierra. Si estas envolventes se encuentran bien aterrizadas es muy poco probable que una falla logre ingresar a los equipos encapsulados.

3.3. Análisis pruebas de campo a subestación GIS

El objetivo de las pruebas es determinar la funcionalidad y la condición en que se encuentran los equipos luego de estos pasar por distintos procesos de embalaje, transporte, desembalaje, montaje, calibración, entre otros. Los sistemas secundarios de una subestación también deben someterse a pruebas previas a la puesta en servicio de la subestación, dentro de estos equipos puedes mencionar, control, medición, protección, comunicación, entre otros.

Los resultados obtenidos en las pruebas previas a la puesta en servicio, logran establecer parámetros iniciales para en un futuro determinar el deterioro o funcionamiento incorrecto de un equipo a lo largo de su vida en operación normal. Las pruebas para puesta en servicio no son pruebas destructivas y requieren de menos equipo.

Para llevar a cabo las pruebas previas a la puesta en servicio se tiene el antecedente satisfactorio de las pruebas de los equipos en fábrica, estas son realizadas para tener una referencia en el momento de estar en sitio y realizar la comparación de resultados. En las pruebas de fábrica se ven involucrados todos los equipos y componentes que finalmente fueron montados en la subestación.

Previo a llevar a realizar las pruebas principales para puesta en servicio se deben de llevar acabo algunas actividades con el fin de garantizar que no existan inconvenientes a encontrar durante la ejecución de las mismas. A continuación se detalla una serie de procesos que se deben de realizar para proceder a las pruebas principales en las subestación:

- Se deben realizar las siguientes verificaciones en todos los armarios que contienen componentes eléctricos:
 - Integridad del gabinete, exterior e interior.
 - Identificación del gabinete.
 - Etiquetado de todo el cableado.
- Verificación de todo el conexionados que va de gabinetes a mandos de equipos. Los aspectos a verificar son:
 - Apantallamiento de cable aterrizado.

- Todas las conexiones bien apretadas.
 - Cableado ordenado en bandeja.
 - Revisión de punto a punto, para verificación de conexiones.
- Para servicios auxiliares es muy importante verificar lo siguiente:
 - La magnitud de la tensión en el termomagnético.
 - La secuencia de fases en corriente alterna.
 - La polaridad para corriente continúa.
 - Correcta alimentación de equipos, alimentaciones conectadas en sus respectivas borneras de corriente alterna y directa.

Para realizar las pruebas previas a puesta en servicio de la subestación es muy importante comprender el fin de estas. Los fenómenos físicos que se ven involucrados en el funcionamiento de cada uno de los equipos.

3.3.1. Análisis prueba de alta tensión

Para garantizar el correcto desempeño del sistema dieléctrico de la subestación instalada, se requieren de diagnósticos de alta sensibilidad, el dieléctrico de estos equipos es el subsistema más comprometido en equipos eléctricos de alta tensión.

La prueba de alta tensión en corriente alterna (HIT-POT) y la de descargas parciales, son las pruebas principales para determinar el estado dieléctrico de toda la subestación. Si el montaje fue óptimo se verá reflejado en estos resultados, que no exista contaminación, aislamiento total de los equipos encapsulados, entre otros.

En campo estas dos técnicas requieren la utilización de equipo especial y personal capacitado para realizar las pruebas. Se debe de contar con la fuente de tensión adecuada para generar y controlar el alto voltaje de prueba, así como obtener los niveles adecuados de sensibilidad para la medición de descargas parciales.

La prueba de alta tensión en la subestación GIS se efectúa hasta que la instalación este completamente terminada, además hay que establecer el procedimiento que se va llevar acabo. Se definió que la fuente de alta tensión resonante a utilizar se conectará a la barra principal de la subestación, esta fuente cuenta con un seccionador aislado en gas, para separar la barra del equipo de prueba cuando no sea necesario inyectar.

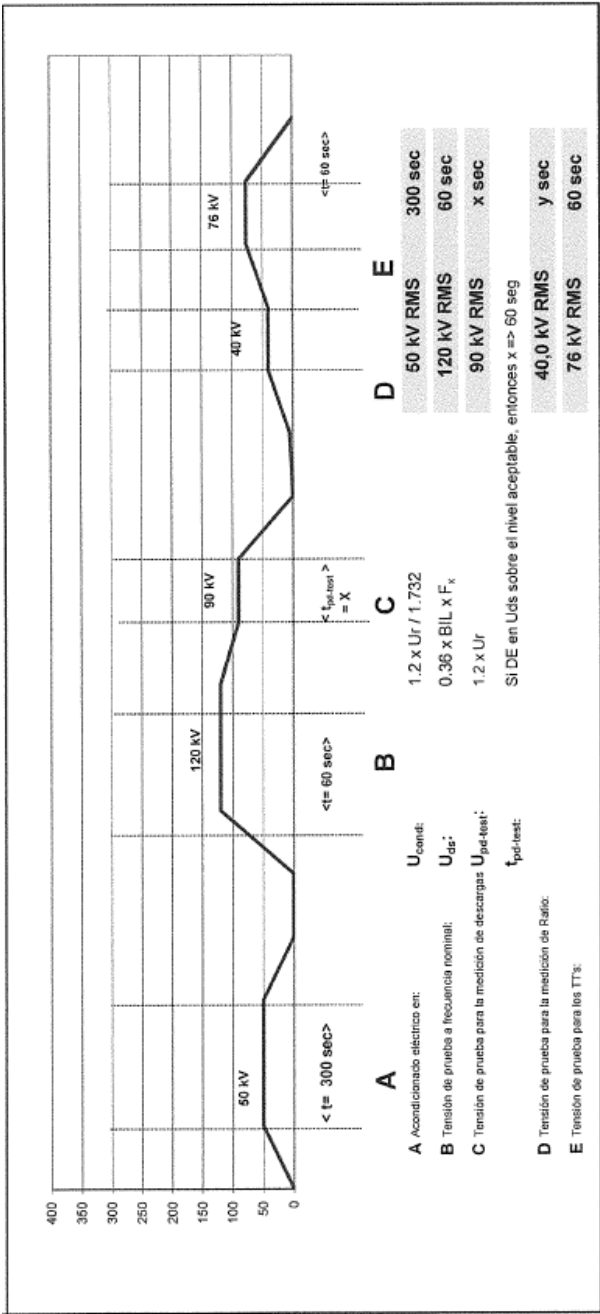
Para una frecuencia de prueba menor a 60 Hz es necesario retirar los transformadores de potencial instalados en la subestación GIS, esto para evitar la saturación. Esta subestación cuenta con un dispositivo que desconecta los transformadores de tensión de su posición normal, dejándolos aislados a la prueba que se requiera realizar. Como consideraciones generales se tiene que la frecuencia de la tensión de prueba puede ser entre 10 Hz y 300 H.

Las descargas parciales son un fenómeno eléctrico que se presenta por la ionización de defectos en el aislamiento principal del equipo eléctrico o por la ionización del gas que circula en las áreas con alto gradiente eléctrico. Este fenómeno es más común en la presencia de humedad, alta temperatura y por la contaminación depositada en los aislamientos.

En las pruebas de descargas parciales se da como aceptable si la medida en la inyección es menor a 5 pico Coulomb. En la prueba de alta tensión se

inyecta diferentes niveles de tensión en un tiempo definido, ilustrados en la figura 29.

Figura 29. **Secuencia de prueba alta tensión para subestaciones GIS**



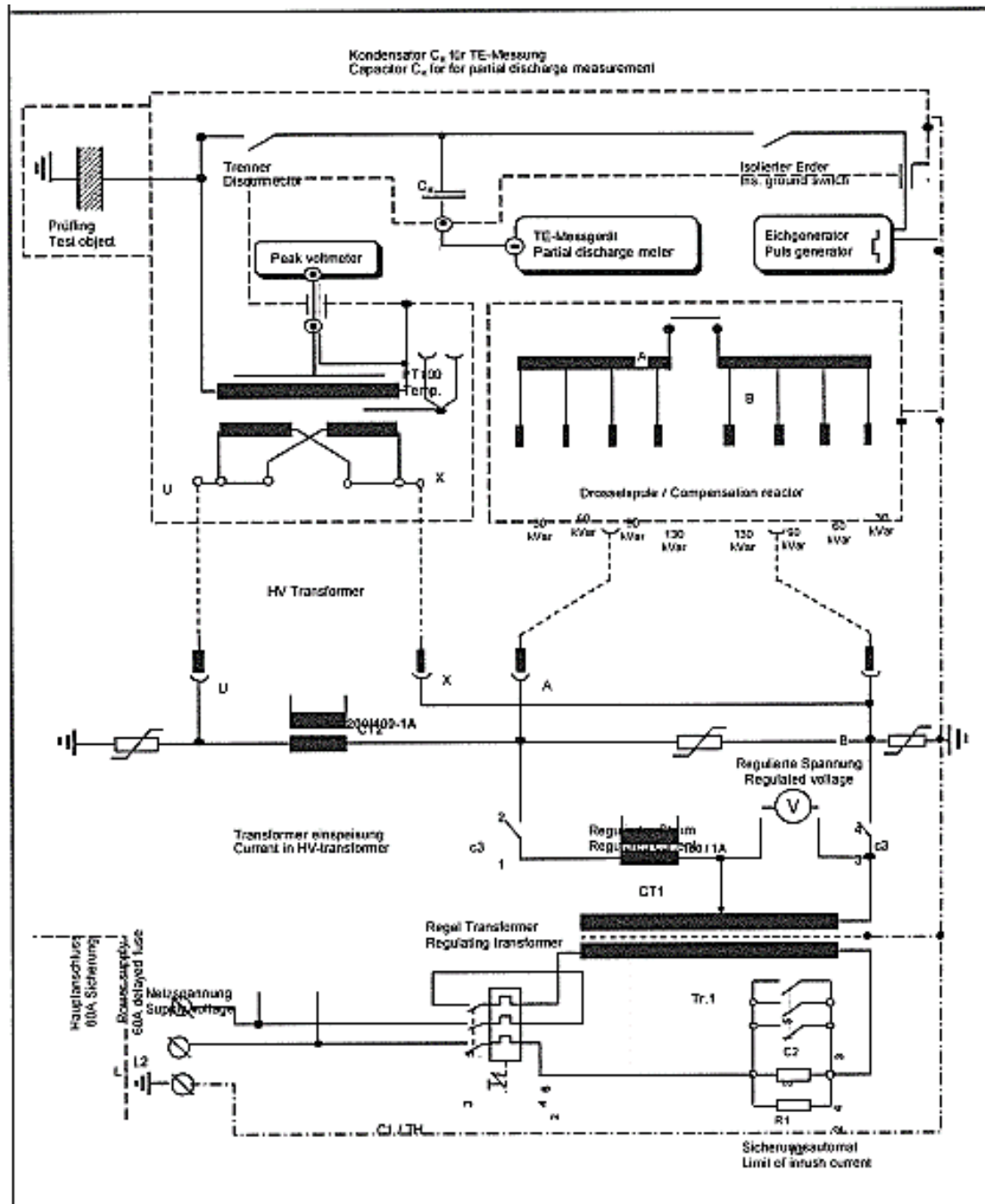
Fuente: Alstom, GE Grld. Informe de ensayo de alta tensión.

El equipo de alta tensión se compone de los siguientes componentes:

- Desconectador aislado en gas.
- Voltímetro de pico.
- Medidor de descargas parciales.
- Generador de pulsos.
- Switch a tierra.
- Reactor compensador.
- Transformador de alta tensión.
- Regulador de voltaje.
- Regulador de corriente.
- Transformador regulador.
- Entrada de alimentación AC.
- Limitante de corriente de inrush.
- Capacitor para medición de descargas parciales
- acople para conexión a subestación.

En la figura 30 se muestra un diagrama esquemático del equipo para la realización de la prueba.

Figura 30. Diagrama esquemático equipo de prueba alta tensión



Fuente: Alstom, GE Grld. Informe de ensayo de alta tensión.

A continuación se detallan los pasos realizados para la toma de valores en la prueba de alta tensión:

- Paso 1. Se define donde se conectarán las tomas del equipo de prueba. En esta ocasión se instalaron al compartimento de la barra principal.
- Se arma todo el equipo de pruebas con sus componentes mencionados anteriormente.
- Paso 2. Se evacúa el gas del compartimento a abrir, donde se va acoplar el equipo de prueba.
- Paso 3. Se conecta el equipo de prueba al compartimento de la subestación, conectándose a las barras y sellándolo herméticamente.
- Paso 4. Se nivela la presión de gas en el compartimento donde se conectó el equipo.
- Se alimenta el equipo de prueba con 220 VAC trifásico.
- Se procede a calibrar el equipo con un medidor de descargas parciales externo.
- Se revisa la disposición de los campos en la subestación GIS.
- Se hacen inyecciones de prueba.
- Se procede a la prueba de inyección, siguiendo la secuencia de la figura 29.
- Al finalizar la prueba se analizan resultados, para dar esta por aceptada.
- Se procede a desmontar el equipo de prueba.

Los valores encontrados en la prueba reflejan como resultado, el correcto montaje de la subestación GIS, ya que ningún valor en la prueba de descargas parciales fue mayor a 5 pico Coulomb. De la misma forma se siguió la secuencia de la figura 29 en la prueba y no hubo fenómeno alguno que pusiera en duda la integridad de la subestación GIS. Es necesario solicitar los certificados de calibración de los equipos a utilizar en la prueba.

Se detalla en la tabla VII los valores encontrados en la prueba, se utilizaron diferentes vías conectando bahías con las barras en diferentes configuraciones. Es importante mencionar que cuando la prueba tomaba en cuenta el buje de alguna bahía, no se tomaba el parámetro de descargas parciales, esto debido a que los bujes de la subestación se prestan para inyectar ruido en la prueba.

Tabla VII. **Valores prueba de alta tensión**

Fase	Vía de prueba	Tensión	Tiempo	kV 0	kV 35	kV 50	kV 70	kV 90	kV 120	kV 90
		kV	S	pC	pC	pC	pC	Pc	pC	pC
R	Barra1+bahía 1 a 5 (con buje)+ barra 2	50	300	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
S		50	300	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
T		50	300	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
R	Barra 1	120	60	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
S		120	60	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
T		120	60	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
R	Barra 1 + bahía 3	120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
S		120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
T		120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
R	Barra 1 + bahía 3 + barra 2	120	60	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
S		120	60	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
T		120	60	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
R	Barra 1 + bahía 1	120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
S		120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
T		120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
R	Barra 1 + bahía 1 + Buje	120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
S		120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
T		120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
R	Barra 1 + bahía 2	120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
S		120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
T		120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Continuación de la tabla VII.

R	Barra 1 + bahía 2 + buje	120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
S		120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
T		120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
R	Barra 1 + bahía 4	120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
S		120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
T		120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
R	Barra 1 + bahía 4 + buje	120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
S		120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
T		120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
R	Barra 1 + bahía 5	120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
S		120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
T		120	60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
R	Barra 1 + bahía 5 + buje	120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
S		120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
T		120	60	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

Fuente: elaboración propia.

3.3.2. Análisis prueba resistencia de contacto

Debido a la alta resistencia de contacto se pueden producir daños en los equipos de interrupción de corriente, los problemas de sobrecalentamiento son graves debido a las altas corrientes que las líneas de transmisión y distribución deben soportar.

Analizar el valor de la resistencia de contacto de cada equipo de interrupción de corriente de forma programada en los mantenimientos, puede prevenir fallas detectando el sobrecalentamiento de los equipos y alargando la vida útil de los mismos.

Se tiene entendido que en los seccionadores y las cuchillas de puesta a tierra se va operar sin corriente, sin embargo, esta prueba funciona para verificar el ajuste de los contactos y así detectar fallas en el montaje y el reajuste del mismo. En los interruptores de potencia esta prueba es obligatoria, ya que estos operan bajo carga y son el principal equipo de interrupción en la subestación. En la unión de las barras también se suele realizar esta prueba, aunque no es muy común.

La resistencia de contactos está dada por:

- $$R_{contactos} = \frac{V}{I}$$

Los valores de tensión y de corriente deben ser leídos simultáneamente. La caída de tensión V en las terminales de un equipo, cuando circula corriente I por él, da el valor de la resistencia de contactos entre dos superficies.

Para la prueba en interruptores de potencia, la resistencia debe ser medida entre las terminales del interruptor cuando este en posición cerrada, si este es tripolar, se debe realizar la prueba a cada uno de los polos.

Se inyecta corriente directa para los efectos de esta prueba, inyectando un valor no mayor de 100 A. Para dar como aceptable la resistencia de los equipos los valores deben rondar en el orden de los microamperios.

Para realizar la inyección de corriente la subestación cuenta con puestas a tierra que se pueden retirar físicamente, de esta manera se inyecta por ese camino la corriente de prueba. En la tabla VIII se detallan los valores obtenidos en la prueba de resistencia de contactos realizada a la subestación GIS.

Tabla VIII. **Valores prueba resistencia de contactos**

Sección en prueba 100A de DC			Resistencia de contactos medida en $\mu\Omega$			
Núm.		Barra	R	S	T	Análisis
1	Bahía 1 + bahía 2 (sin bujes)	1	377	376	385	Valores aceptables
2	Bahía 1 + bahía 2 (sin bujes)	2	266	264	270	Valores aceptables
3	Puesta a tierra bahía 1 a buje	n/a	291	280	287	Valores aceptables
4	Bahía 2(sin buje) + bahía 3 en puesta a tierra de IG	1	322	324	331	Valores aceptables
5	Bahía 2(sin buje) + bahía 3 en puesta a tierra de IG	2	280	248	257	Valores aceptables
6	Puesta a tierra bahía 2 a buje	n/a	163	154	162	Valores aceptables
7	Bahía 3 en puesta a tierra de IG +bahía 4(sin buje)	1	356	358	363	Valores aceptables
8	Bahía 3 en puesta a tierra de IG +bahía 4(sin buje)	2	267	240	247	Valores aceptables
9	Bahía 4 + bahía 5 (sin bujes)	1	354	352	355	Valores aceptables
10	Bahía 4 + bahía 5 (sin bujes)	2	255	247	255	Valores aceptables
11	Puesta a tierra Bahía 4 a buje	n/a	277	270	274	Valores aceptables
12	Puesta a tierra Bahía 5 a buje	n/a	171	161	170	Valores aceptables

Fuente: elaboración propia.

3.3.3. Análisis prueba de control local de gabinetes

Los gabinetes de control que se instalan en la subestación se encargan de almacenar todos los equipos de control, protección y medición. Dentro de estos

gabinets se pueden encontrar relés, contactores, tarjetas de control, borneras, luces piloto, así como el cableado que comunica todos los circuitos.

Para cada uno de los gabinetes instalados de manera general, deben verificarse los aspectos indicados a continuación, para garantizar si estos no han sufrido averías:

- Estado general del gabinete y cada uno de sus componentes.
- El etiquetado del gabinete y de todos sus equipos instalados.
- El peinado del alambrado de interconexión.
- Utilización de terminales para todas las conexiones.
- Apriete de todas las conexiones y borneras.
- Etiquetado de todos los circuitos y caminos realizados.
- Limpieza y orden del gabinete.

Luego de haber revisado todos estos aspectos, se procede a realizar las pruebas en cada uno de los gabinetes. Para cada uno de los 5 gabinetes instalados se efectuaran las siguientes pruebas que se mencionan a continuación:

- Prueba de distribución de corriente alterna:
 - Control de magnetotérmicos.
 - Alimentación ac.
 - Control magnetotérmicos pt's.
 - Control calefacción gabinetes.
- Prueba distribución de corriente directa:
 - Control de magnetotérmicos.
 - Alimentación dc.
- Funciones de mando:

- Función de seccionador.
- Función de seccionador/ seccionador a tierra.
- Función de seccionador de tierra.
- Función de interruptor.

Cada una de estas pruebas mencionadas anteriormente serán realizadas para cada gabinete y detalladas en las correspondientes tablas. Es muy importante verificar lo anterior, ya que el funcionamiento local y remoto de la subestación va depender de que el cableado y la alimentación en el gabinete de cada bahía este realizado de manera correcta.

Tabla IX. **Prueba de distribución de corriente alterna**

Distribución de corriente alterna	Bahía 1	Bahía 2	Bahía 3	Bahía 4	Bahía 5
Control magnetotérmicos					
Corriente nominal	OK	OK	OK	OK	OK
Alumbrado gabinete	OK	OK	OK	OK	OK
Toma de corriente	OK	OK	OK	OK	OK
Termostato	OK	OK	OK	OK	OK
Calefacción gabinete	OK	OK	OK	OK	OK
Calefacción motores	OK	OK	OK	OK	OK
Alimentación AC					
Tensión de alimentación	OK	OK	OK	OK	OK
Enchufe del gabinete	OK	OK	OK	OK	OK
Humedad programada	OK	OK	OK	OK	OK
Calefacción programada	OK	OK	OK	OK	OK
Control magnetotérmicos pt's					
Corriente nominal	OK	OK	OK	OK	OK
Magnetotérmicos localizados	OK	OK	OK	OK	OK
Función de corte	OK	OK	OK	OK	OK
Control de calefacción gabinetes					
Gabinete de control	OK	OK	OK	OK	OK
Gabinete de interruptor	OK	OK	OK	OK	OK

Continuación de la tabla IX.

Gabinets de seccionadores	OK	OK	OK	OK	OK
Gabinets de puesta a tierra	OK	OK	OK	OK	OK

Fuente: elaboración propia.

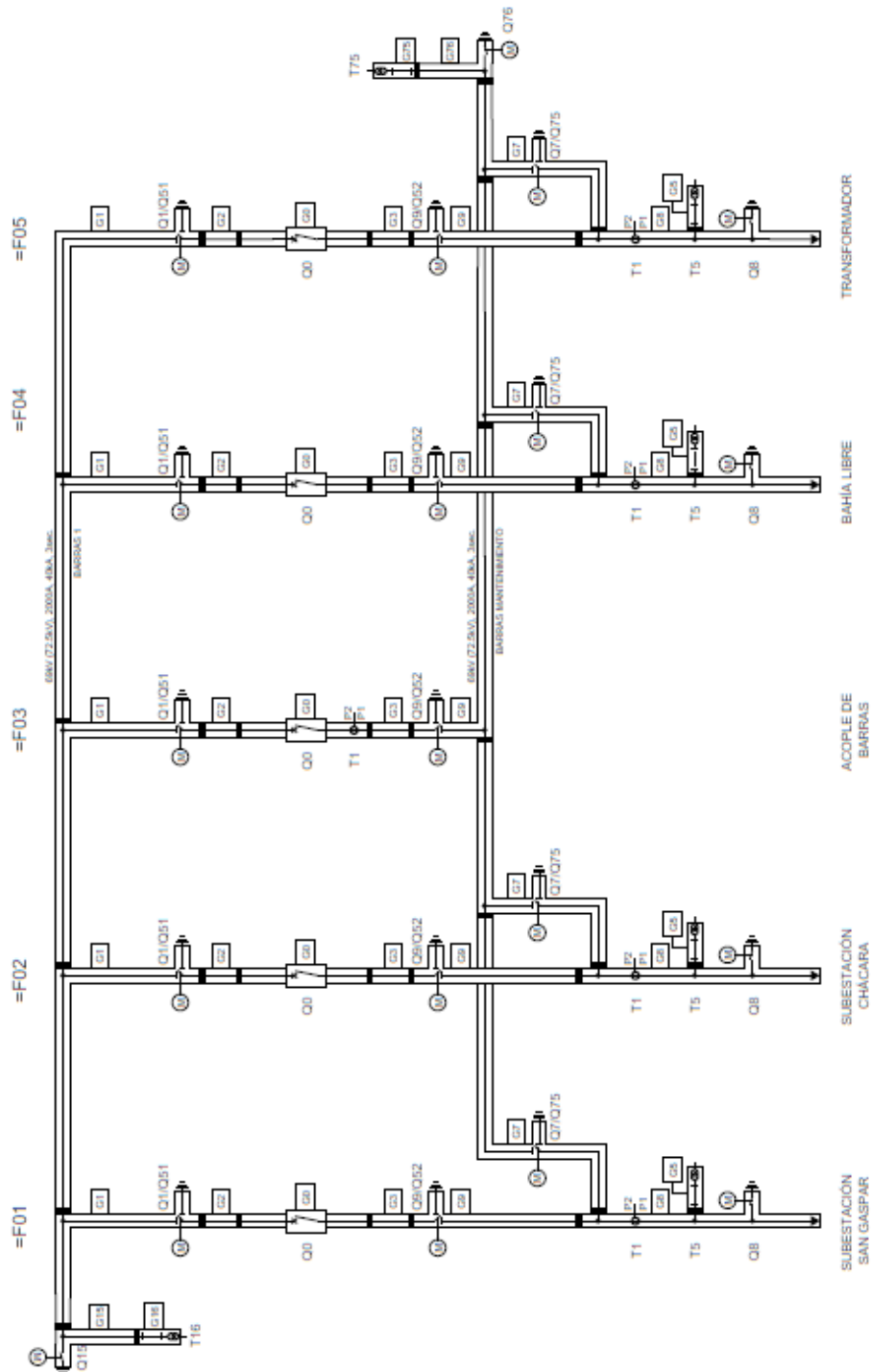
Tabla X. **Prueba distribución de corriente directa**

Distribución de corriente directa	Bahía 1	Bahía 2	Bahía 3	Bahía 4	Bahía 5
Control magnetotérmicos					
Corriente nominal	OK	OK	OK	OK	OK
Funcionamiento	OK	OK	OK	OK	OK
Voltaje de control	OK	OK	OK	OK	OK
Voltaje de alarma	OK	OK	OK	OK	OK
Voltaje motor seccionador	OK	OK	OK	OK	OK
Voltaje motor interruptor	OK	OK	OK	OK	OK
Voltaje de disparo 2	OK	OK	OK	OK	OK
Voltaje de enclavamientos	OK	OK	OK	OK	OK
Alimentación DC					
Tensión de alimentación	OK	OK	OK	OK	OK
Polaridad	OK	OK	OK	OK	OK

Fuente: elaboración propia.

Para la prueba de función de mando es necesario contar con la nomenclatura que se le dio a cada equipo en la subestación GIS. Esta nomenclatura se detalla en la figura 31.

Figura 31. Diagrama subestación GIS



Fuente: TRELEC, S.A. Diseño subestación GIS Antigua.

En la tabla XI se detallan las pruebas de función de mando realizadas para cada bahía de la subestación GIS.

Tabla XI. **Funciones de mando**

Funciones de mando	Bahía 1	Bahía 2	Bahía 3	Bahía 4	Bahía 5
Función de seccionador					
Q8 / Q15	Estado	Estado	Estado	Estado	Estado
Maniobra local	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Maniobra remota	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Prevención doble maniobra	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Supervisión de tiempo	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Posición intermedia	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Control de bloqueo	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Función de seccionador-seccionador a tierra					
Q1-Q51	Estado	Estado	Estado	Estado	Estado
Maniobra local	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Maniobra remota	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Prevención doble maniobra	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Supervisión de tiempo	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Posición intermedia	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Control de bloqueo	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Q9-Q52	Estado	Estado	Estado	Estado	Estado
Maniobra local	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Maniobra remota	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Prevención doble maniobra	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Supervisión de tiempo	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Posición intermedia	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Control de bloqueo	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK	OK/OK
Q7-Q75	Estado	Estado	Estado	Estado	Estado
Maniobra local	OK/OK	OK/OK	N/A	OK/OK	OK/OK
Maniobra remota	OK/OK	OK/OK	N/A	OK/OK	OK/OK
Prevención doble maniobra	OK/OK	OK/OK	N/A	OK/OK	OK/OK
Supervisión de tiempo	OK/OK	OK/OK	N/A	OK/OK	OK/OK
Posición intermedia	OK/OK	OK/OK	N/A	OK/OK	OK/OK
Control de bloqueo	OK/OK	OK/OK	N/A	OK/OK	OK/OK

Continuación de la tabla XI.

Función de seccionador de tierra					
Q8	Estado	Estado	Estado	Estado	Estado
Maniobra local	OK	OK	N/A	OK	OK
Maniobra remota	OK	OK	N/A	OK	OK
Prevención doble maniobra	OK	OK	N/A	OK	OK
Supervisión de tiempo	OK	OK	N/A	OK	OK
Posición intermedia	OK	OK	N/A	OK	OK
Control de bloqueo	OK	OK	OK	OK	OK
Q15	Estado	Estado	Estado	Estado	Estado
Maniobra local	OK	N/A	N/A	N/A	N/A
Maniobra remota	OK	N/A	N/A	N/A	N/A
Prevención doble maniobra	OK	N/A	N/A	N/A	N/A
Supervisión de tiempo	OK	N/A	N/A	N/A	N/A
Posición intermedia	OK	N/A	N/A	N/A	N/A
Control de bloqueo	OK	N/A	N/A	N/A	N/A
Q76	Estado	Estado	Estado	Estado	Estado
Maniobra local	N/A	N/A	N/A	N/A	OK
Maniobra remota	N/A	N/A	N/A	N/A	OK
Prevención doble maniobra	N/A	N/A	N/A	N/A	OK
Supervisión de tiempo	N/A	N/A	N/A	N/A	OK
Posición intermedia	N/A	N/A	N/A	N/A	OK
Control de bloqueo	N/A	N/A	N/A	N/A	OK
Función de interruptor					
Q0	Estado	Estado	Estado	Estado	Estado
Maniobra local	OK	OK	OK	OK	OK
Maniobra remota	OK	OK	OK	OK	OK
Prevención doble maniobra	OK	OK	OK	OK	OK
Supervisión de tiempo	OK	OK	OK	OK	OK
Control de bloqueo	OK	OK	OK	OK	OK

Fuente: elaboración propia.

3.3.4. Análisis de prueba de calidad del gas

Para las maniobras de operación, disparos, apertura y cierre en un subestación GIS, es necesario contar con la mejor calidad de gas SF₆. De la misma forma se sabe que en la subestación GIS todos los equipos y conductores se encuentran encapsulados bajo presión de este gas, debido a eso el principio de funcionamiento y buen estado de la subestación viene dado por el SF₆.

La subestación GIS se divide en compartimentos aislados uno del otro, esto quiere decir que la presión, calidad de gas, humedad, entre otros, de cada uno es individual. Estos compartimentos se pueden observar en la figura 31 donde cada uno se separa por medio de una línea negra que atraviesa perpendicularmente la barra conductora. Cada compartimento cuenta con su densímetro y su alarma de nivel de gas individual.

Una de las ventajas de contar con compartimentos divididos es que si existe fuga en una no se pierde todo el gas de la subestación, otra ventaja es que si al momento de corte de corriente realizado por algún equipo de la subestación el gas se descompone, solo será en donde se ubica el equipo que se acciona.

Un indicador esencial para el buen funcionamiento de instalaciones de gas SF₆ es no solo la densidad del gas SF₆ sino también su calidad. El gas debe tener un elevado grado de pureza con un mínimo de humedad. Un diagnóstico temprano de la calidad de gas SF₆ permite un mantenimiento más efectivo y por lo tanto un ahorro considerable.

Para diagnosticar la calidad del gas SF₆ en la subestación se analizan sobre todo los tres parámetros más determinantes que son la humedad, la pureza y la

concentración. Para esta prueba se analizaron los siguientes parámetros en los compartimentos descritos en la tabla a continuación.

Tabla XII. **Prueba de calidad del gas**

Compartimento de gas en prueba.	Fases	Presión de gas en bar	Porcentaje de SF ₆	Punto de condensación C°	PPMV	Temperatura ambiente en C°
BAHIA 1						
G0	R S T	6,5	99,7	-20	140	25
G1	R S T	6,28	99,9	-17,5	186	25
G2	R S T	6,4	99,6	-20,6	136	25
G3	R S T	6,2	99,7	-19,5	155	25
G5	R S T	6,42	99,3	-17,8	178	25
G7	R S T	6,11	99,9	-15,9	208	25
G8	R S T	6,47	99,9	-14,9	228	25
G9	R S T	6,38	99,6	-18,9	160	25
G15	R S T	6,35	99,6	-18,5	166	25
G16	R S T	6,5	99,5	-20,1	129	25
BAHIA 2						
G0	R S T	6,61	99,7	-19,6	143	25
G1	R S T	6,74	100	-17,2	178	25
G2	R S T	6,15	99,5	-20,4	142	25
G3	R S T	6,34	99,6	-18,2	171	25
G5	R S T	6,41	99,7	-22,5	114	25
G7	R S T	6,55	99,9	-16,4	198	25
G8	R S T	6,4	99,9	-14,8	231	25
G9	R S T	6,4	99,5	-18,8	161	25
BAHIA 3						
G0	R S T	6,64	99,5	-19,5	144	25
G1	R S T	6,86	99,8	-17,7	167	25
G2	R S T	6,27	99,6	-20,5	139	25
G3	R S T	6,3	99,9	-15	233	25
G9	R S T	6,61	99,9	-16,3	198	25
BAHIA 4						
G0	R S T	6,49	99,5	-20,7	131	25

Continuación de la tabla XII.

G1	R S T	6,55	99,7	-17,7	173	25
G2	R S T	6,6	99,5	-20,3	136	25
G3	R S T	6,6	99,8	-17,3	182	25
G5	R S T	6,47	99,7	-21,3	126	25
G7	R S T	6,54	100	-16	207	25
G8	R S T	6,53	100	-14,9	225	25
G9	R S T	6,44	99,8	-19,6	149	25
BAHIA 5						
G0	R S T	6,62	99,4	-19,8	141	25
G1	R S T	6,74	99,7	-16,2	194	25
G2	R S T	6,56	99,7	-21,7	119	25
G3	R S T	6,62	100	-16,4	196	25
G5	R S T	6,37	99,8	-21,8	122	25
G7	R S T	6,56	100	-16,1	203	25
G8	R S T	6,55	99,8	-15,6	211	25
G9	R S T	6,38	99,8	-20,1	143	25
G75	R S T	6,61	99,7	-16	202	25
G76	R S T	6,6	99,9	-17,6	177	25

Fuente: elaboración propia.

3.3.5. Análisis prueba de enclavamientos

Los esquemas de enclavamientos son arreglos físicos lógicos que tienen como función impedir o permitir la operación de un equipo de corte de energía. Los modelos de enclavamientos en subestaciones son una parte esencial para comprender el funcionamiento de la misma.

La lógica de enclavamientos son definidos de acuerdo a la configuración de la subestación. Con las características que se quieran proteger y los aspectos que considere básicos para la seguridad del personal.

Estos son los principales enclavamientos que se deben cumplir para una subestación en configuración barra simple más barra de transferencia:

- Un seccionador de transferencia se puede cerrar con tensión cuando exista la misma tensión en sus dos puntos, esto significa que el interruptor de transferencia está cerrado.
- Solamente puede permanecer un seccionador de transferencia cerrado a la vez.
- Un interruptor para cerrar debe cumplir con las condiciones de sincronismo entre los sistemas que cierra, seccionadores cerrados y no deben de estar las puestas a tierra.
- Las puestas a tierra solo operan cuando los seccionadores asociados están abiertos.
- Los seccionadores no pueden operar bajo carga, quiere decir con interruptor cerrado, sin embargo, si se tiene las puestas a tierra en la entrada de línea si podrán operar, ya que la entrada estará sin carga.

Estos enclavamientos mencionados, que se consideran los más importantes y otros adicionales son descritos en la tabla XIII para cada bahía de la subestación GIS. Estos fueron verificados y comprobados en campo.

Tabla XIII. **Prueba de enclavamientos**

ENCLAVAMIENTOS SUBESTACION GIS BAHIA 1, 2, 4 Y 5			
Equipo	Condición cerrado 0 abierto	Condición cerrado 0 abierto	Funcionamiento
Interruptor Q0	Apertura	Cierre	
Nivel de gas	OK	OK	Correcto
Seccionador Q1	N/A	1 o 0	Correcto
Seccionador Q7	N/A	1 o 0	Correcto
Seccionador Q9	N/A	1 o 0	Correcto
Seccionador de tierra Q51	Apertura	Cierre	

Continuación de la tabla XIII.

Seccionador Q1	0	0	Correcto
Seccionador Q9	0	0	Correcto
Seccionador de tierra Q52	Apertura	Cierre	
Seccionador Q1	0	0	Correcto
Seccionador Q9	0	0	Correcto
Seccionador Q1	Apertura	Cierre	
Interrupor Q0	0	0	Correcto
Seccionador Q51	0	0	Correcto
Seccionador Q52	0	0	Correcto
Barra1	No aterrizada	No aterrizada	Correcto
Seccionador Q7	Apertura	Cierre	
Seccionador Q8	0	0	Correcto
Barra transf.	No aterrizada	0	Correcto
Otros Q7	0	Cierre	Correcto
Interrupor acople	0	0	Correcto
Seccionador Q9	Apertura	Cierre	
Interrupor Q0	0	0	Correcto
Seccionador Q51	0	0	Correcto
Seccionador Q52	0	0	Correcto
Seccionador Q8	0	0	Correcto
Seccionador Q75	0	0	
ENCLAVAMIENTOS SUBESTACION GIS BAHIA 3			
Equipo	Condición cerrado 0 abierto	Condición cerrado 0 abierto	Funcionamiento
Interrupor Q0	Apertura	Cierre	
Nivel de gas	OK	OK	Correcto
Seccionador Q1	N/A	I o 0	Correcto
Seccionador Q7	N/A	Determinado	Correcto
Seccionador Q9	N/A	I o 0	Correcto
Seccionador de tierra Q51	Apertura	Cierre	
Seccionador Q1	0	0	Correcto
Seccionador Q9	0	0	Correcto
Seccionador de tierra Q52	Apertura	Cierre	
Seccionador Q1	0	0	Correcto
Seccionador Q9	0	0	Correcto

Continuación de la tabla XIII.

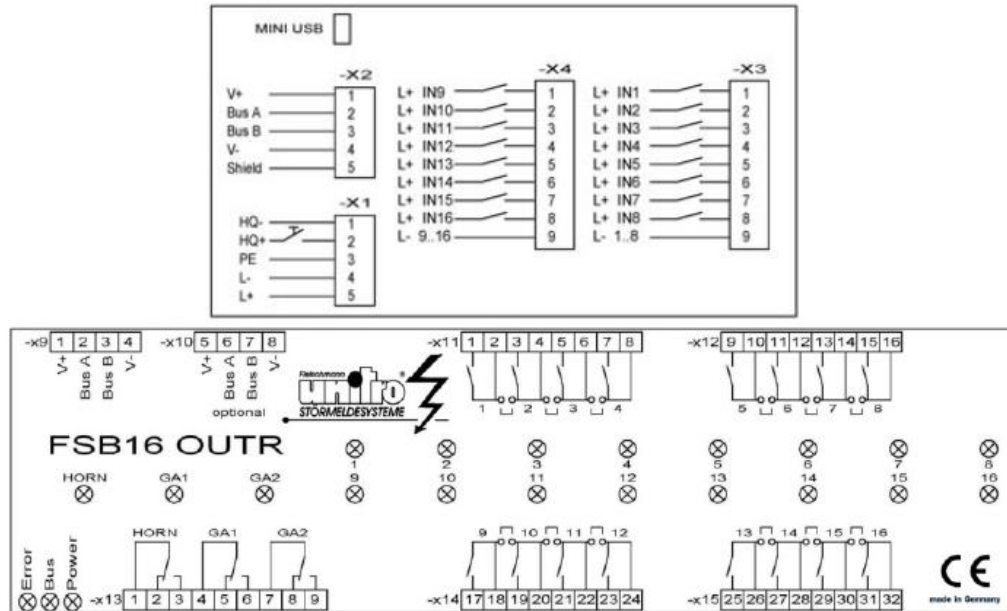
Seccionador Q1	Apertura	Cierre	
Interruptor Q0	0	0	Correcto
Seccionador Q51	0	0	Correcto
Seccionador Q52	0	0	Correcto
Barra1	No aterrizada	No aterrizada	Correcto
Seccionador Q9	Apertura	Cierre	
Interruptor Q0	0	0	Correcto
Seccionador Q51	0	0	Correcto
Seccionador Q52	0	0	Correcto
Barra transf.	No aterrizada	No aterrizada	Correcto

Fuente: elaboración propia.

3.3.6. Análisis prueba de alarmas y disparos

Cada bahía de la subestación GIS trae incorporado un módulo anunciador de alarmas que cuenta con entradas y salidas, este es el encargado de recibir todas los status de los equipos que conforman la subestación GIS, luego se encarga de alarmar en su pantalla y almacena esta alarma en una tarjeta de relés en sus salidas, para que pueda ser vista vía remota por medio de comunicación.

Figura 32. Diagrama módulo de alarmas



Fuente: Fleishmann Unitro, Flashing alarma annunciator.

Es muy importante contar con estas alarmas en el centro de control, ya que no siempre se tendrá personal en la subestación. Debido a eso las alarmas se mapean por medio de la comunicación en protocolo IEC 61850 y con los equipos de comunicación instalados, se llevan las señales de alarma y disparo para que estas sean monitoreadas en tiempo real.

Las alarmas y disparos que se detallarán en esta sección son los que vienen incorporados con el funcionamiento de la subestación GIS, tienen que ver únicamente con el equipo GIS instalado.

La alarma nivel 1 de gas se activará cuando la presión sea menor o igual a 5,8 bar y la alarma nivel 2 se activará cuando la presión sea menor a 5,5 bar. En la tabla a continuación se detallan todas las alarmas y disparos que trae incorporada la subestación GIS, así como la prueba de funcionamiento de cada una de ellas.

Tabla XIV. **Alarmas nivel de gas y supervisión de conectores**

Alarma nivel de gas												
Bahía			1		2		3		4		5	
G0	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	Ok	ok	ok	Ok	ok
	Nivel 2	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	Ok	ok	ok	Ok	ok
	Sup. Conectores	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	ok
G1	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	ok
	Nivel 2	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	ok
	Sup. conectores	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	ok
G2	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	ok
	Nivel 2	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	ok
	Sup. conectores	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
G5	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
	Nivel 2	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
	Sup. conectores	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
G7	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
	Nivel 2	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
	Sup. conectores	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
G8	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
	Nivel 2	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
	Sup. conectores	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
G9	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
	Nivel 2	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok
	Sup. conectores	R S T	ok	ok	ok	ok	Ok	ok	ok	ok	Ok	Ok

Continuación de la tabla XIV.

G 15	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T	ok	ok								
	Nivel 2	R S T	ok	ok								
	Sup. conectores	R S T	ok	ok								
G 16	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T	ok	ok								
	Nivel 2	R S T	ok	ok								
	Sup. conectores	R S T	ok	ok								
G 76	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T									ok	Ok
	Nivel 2	R S T									ok	Ok
	Sup. conectores	R S T									ok	Ok
G3	Función	Fase	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R
	Nivel 1	R S T	ok	ok	ok	ok			ok	ok	ok	Ok
	Nivel 2	R S T	ok	ok	ok	ok			ok	ok	ok	Ok
	Sup. conectores	R S T	ok	ok	ok	ok			ok	ok	ok	Ok

Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. **Alarmas equipos GIS**

Alarmas equipos GIS											
Bahía	1		2		3		4		5		
Función	L	R	L	R	L	R	L	R	L	R	
Supervisión de tiempo de tensado del resorte IG	ok	Ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	Ok
Tiempo de operación seccionadores y puesta a tierra	ok	Ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	Ok
Posición intermedia equipos en operación	ok	Ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	Ok

Continuación de la tabla XV.

Alarma magneto térmicos de AC	ok	Ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	Ok
Alarma magneto térmicos de DC	ok	Ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	Ok

Fuente: elaboración propia.

3.4. Análisis y cálculo de servicios auxiliares

Para realizar un diseño de servicios auxiliares es indispensable conocer la carga que se va alimentar. La demanda que tendrá la instalación en funcionamiento es la que se toma en cuenta para realizar los cálculos y no las capacidades de los equipos, esto para no sobre dimensionar la instalación.

Resulta muy difícil conocer la demanda exacta que se tendrá en la subestación, sin embargo, se realiza una estimación de la misma, para tener un valor bastante preciso. Para la determinación de la carga requiere criterio para definir los preparativos que deben dejarse para el futuro, así como la influencia de los posibles ciclos de operación. Una reserva excesiva representaría una inversión que tal vez nunca se utilice y una reserva muy escasa puede provocar un problema a corto plazo.

En cuanto al cálculo de los conductores para alimentación de los equipos, las principales consideración a tomar son: la capacidad de conducción de corriente para las condiciones de instalación, caída de voltaje permitida, capacidad para soportar la corriente de cortocircuito y calibre mínimo permitido para aplicaciones específicas.

La caída de voltaje se puede definir como la diferencia que se va tener entre el voltaje aplicado en la salida de su tablero y el obtenido en el punto donde se conecta la carga del mismo. La caída de voltaje máxima permitida en porcentaje es de 3 % para el circuito de alimentación y de 3 % para el circuito que esta derivad. Juntos los dos circuitos no deben de sobrepasar el 5 % de caída de voltaje.

En las secciones a continuación se detallarán las cargas que se conectarán en servicios auxiliares AC y servicios auxiliares DC, las protecciones para cada una de estas cargas, la distribución de las mismas y el conductor específico para cada una de ellas.

3.4.1. Análisis y cálculo de servicios auxiliares AC

Los servicios auxiliares AC en una subestación van a ser alimentados por medio de un transformador de servicios auxiliares conectado a lado de baja del transformador principal de potencia.

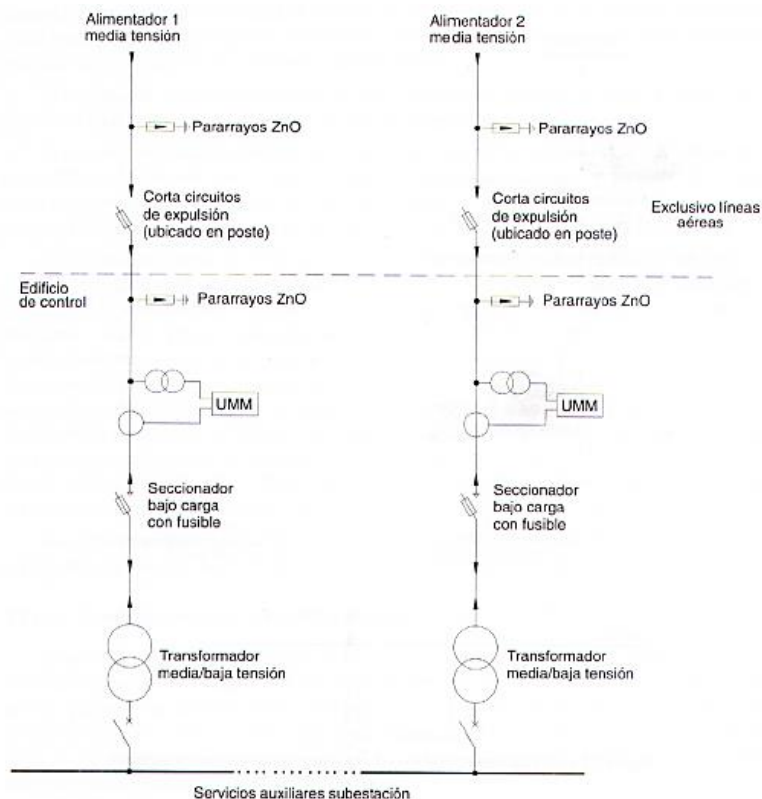
Para contar con una buena confiabilidad y continuidad en el suministro de energía, se realiza una configuración donde se puede contar con dos fuentes de alimentación. La primera fuente seria el transformador de 13,8 kV /240 V, conectado al transformador de potencia de la subestación. En el momento que se solicite un descargo o por cualquier motivo se pierda la alimentación de AC por un tiempo muy largo que el banco de baterías no pueda soportar, se requiere contar con un servicio auxiliar externo, este vendrá de una línea fuera de la subestación en 240 V.

En los sistemas de corriente alterna se hace una división de prioridades de carga, las cargas esenciales y las cargas no esenciales. Las esenciales suelen

ser las que comprometen la operación de la subestación en el momento de no contar con ellas y requieren que se tenga una continuidad de alimentación. Las cargas no esenciales son aquellas que no comprometen el funcionamiento de la subestación al no contar con ellas, sin embargo, son cargas que a lo largo plazo van siendo requeridas por la subestación.

Para contar con una buena confiabilidad y continuidad de los servicios auxiliares, se utilizarán fuentes internas y externas. En la figura 33 se detalla el esquema de la configuración radial doble, ejemplificando la configuración a utilizar.

Figura 33. **Esquema servicios auxiliares AC configuración radial doble**



Fuente: Mejía Villegas S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión.

3.4.1.1. Procedimiento para diseño de servicios auxiliares AC

Las cargas a alimentar en la subestación en corriente alterna se describen a continuación asignándole una etiqueta a cada uno de estas, los que deberán contar con su disyuntor de protección de forma individual y su cableado desde tablero.

- Iluminación, calefacción y toma corrientes gabinete de transformador en caseta c1.
- Iluminación, calefacción y toma corrientes gabinete de comunicación en caseta c2.
- Iluminación, calefacción y toma corrientes gabinete de relés de línea San Gaspar en caseta c3.
- Iluminación, calefacción y toma corrientes gabinete de relés de línea Chácara en caseta c4.
- Iluminación, calefacción y toma corrientes gabinete de relés de línea de reserva en caseta c5.
- Iluminación, calefacción y toma corrientes gabinete de distribución de servicios auxiliares en caseta c6.
- Cargador de baterías c7.
- Iluminación y tomas caseta de control c8.
- Iluminación, calefacción y toma corrientes gabinetes GIS exterior c9.
- Iluminación, calefacción y toma corrientes gabinetes de relés de comunicación exteriores c10.
- Iluminación de patio y tomas en patio c11.
- Aire acondicionado caseta de control c12.

Como primer paso se realiza un resumen de carga que se tendrá para cada circuito que se desea crear, a su vez se observa como quedara la distribución de circuitos:

- Circuito c1, 1 luminaria 15 W + 1 toma corrientes 15 A + 1 resistencia calefactora va de 15 a 150 W.
- Circuito c2, 1 luminaria 15 W + 1 toma corrientes 15 A + 1 resistencia calefactora va de 15 a 150 W.
- Circuito c3, 1 luminaria 15 W + 1 toma corrientes 15 A + 1 resistencia calefactora va de 15 a 150 W.
- Circuito c4, 1 luminaria 15 W + 1 toma corrientes 15 A + 1 resistencia calefactora va de 15 a 150 W.
- Circuito c5, 1 luminaria 15 W + 1 toma corrientes 15 A + 1 resistencia calefactora va de 15 a 150 W.
- Circuito c6, 1 luminaria 15 W + 1 toma corrientes 15 A + 1 resistencia calefactora va de 15 a 150 W.
- Circuito c7, se asume una carga de 50 A.
- Circuito c8, 5 luminarias 50W + 6 toma corrientes 60 A.
- Circuito c9, 5 luminarias 75 W + 5 toma corrientes 50 A + 5 resistencias calefactoras van de 15 a 150 W cada una.
- Circuito c10, 5 luminarias 75 W + 5 toma corrientes 50 A + 5 resistencias calefactoras van de 15 a 150 W cada una.
- Circuito c11, 6 luminarias 240 W + 5 toma corriente 50 A.
- Circuito c12, aire acondicionado 5 000 W.

Se realiza la conversión y suma de todas las cargas para encontrar la carga total de todo el sistema.

Se procede a calcular el tipo de conductor a utilizar para cada circuito, este va depender de los factores que afectan los mismos.

Como último se procede a definir el tipo de tablero y disyuntores a colocar para cada circuito.

3.4.1.2. Memoria de cálculo para servicios auxiliares AC

Se realizó la conversión y la suma de las cargas en cada circuito.

Se asume un factor de 0,9.

Fórmula para calcular la corriente de una carga dada en potencia activa:

$$I = \frac{P}{V \cdot \cos 0,9} \text{ A}$$

Donde:

I = corriente en amperios

P = potencia real en watts

V = voltaje en voltios

Carga de circuito c1:

$$I = \frac{15}{120 \cdot \cos 0,9} + 15 + \frac{150}{120 \cdot \cos 0,9} \text{ A}$$

$$I = 0,12 \text{ A} + 15 + 1,25 \text{ A}$$

$$I = 16,37 \text{ A}$$

Se asume un factor de utilización de 0.65 debido a que la resistencia no trabajar a su máxima potencia y el tomacorriente no tendría una carga máxima conectada siempre.

$$I = 16,37(0,65) = 10,64 \text{ A}$$

Para circuito c2, c3, c4, c5 y c6 se asume el mismo valor de corriente.

Carga de circuito c7:

$I = 50 \text{ A}$, con factor de utilización de 0,85

$$I = 50(0,85) \text{ A}$$

$$I = 42,5 \text{ A}$$

Carga circuito C8:

$$I = \frac{90}{120 \cdot \cos 0,9} + 50 \text{ A}$$

$$I = 0,75A + 50 \text{ A}$$

$$I = 50,75 \text{ A}$$

Se asume un factor de utilización de 0.5 ya que los tomacorrientes se encuentran cerca entre ellos, debido a eso no tendrá máxima carga todos siempre.

$$I = 50,75 * 0,5 \text{ A}$$

$$I = 25,375 \text{ A}$$

Carga circuito c9:

$$I = \frac{75}{120 \cdot \cos 0,9} + 50 + \frac{150 \cdot 5}{120 \cdot \cos 0,9} \text{ A}$$

$$I = 0,75A + 50 + 6,25 A$$

$$I = 57 A$$

Se asume un factor de utilización de 0,5 ya que los tomacorrientes se encuentran cerca entre ellos, debido a eso no tendrá máxima carga todos siempre.

$$I = 57 \cdot 0,5 A$$

$$I = 28,5 A$$

Para circuito 10 el cálculo es el mismo al circuito anterior.

Carga circuito c11:

$$I = \frac{240}{120 \cdot \cos 0,9} + 60 \text{ A}$$

$$I = 2 + 50A$$

$$I = 52 A$$

Se asume un factor de utilización de 0.5 ya que los tomacorrientes se encuentran cerca entre ellos, debido a eso no tendrá máxima carga todos siempre.

$$I = 52 \cdot 0,5 A$$

$$I = 26 A$$

Carga circuito c12:

$$I = \frac{5\,000}{240 \cdot \cos 0,9} A$$

$$I = 20,83 A$$

Se toma un factor de utilización de 1 ya que el aire siempre se mantiene funcionando.

$$I = 20,83 \text{ A}$$

Cálculo de carga total a utilizar en la subestación de corriente AC:

Fase A

$$I_{total} A = (10,64 * 3) + 42,5 + 28,5 + 20,83 \text{ A}$$

$$I_{total} A = 123,75 \text{ A}$$

Se asume un factor de utilización de 0,8 ya que las cargas nunca estarán conectadas todas en el mismo momento

$$I_{total} A = 123,75 * 0,8 \text{ A}$$

$$I_{total} A = 99 \text{ A}$$

Fase B

$$I_{total} = (10,64 * 3) + 20,83 + 25,375 + 28,5 + 26 \text{ A}$$

$$I_{total} = 132,625 \text{ A}$$

Se asume un factor de utilización de 0,8 ya que las cargas nunca estarán conectadas todas en el mismo momento

$$I_{total} A = 132,625 * 0,8 \text{ A}$$

$$I_{total} A = 105,87 \text{ A}$$

3.4.1.3. Diseño final de servicios auxiliares AC

Luego de haber realizado todos los pasos correspondientes para estimar la carga de cada circuito y la carga total de los servicio auxiliares AC, se detalla en la tabla XVI la protección y el calibre de conductor que se estará utilizando para cada circuito y para el alimentador principal. La selección del conductor para cada circuito, se hace con base en la reproducción de la tabla 302.4 de las NTIE, 1981, asumiendo una temperatura máxima de 75 grados centígrados y el conductor tendido en aire ya que ira en una trinchera bastante amplia.

Tabla XVI. **Detalle servicios auxiliares AC**

Circuito	Corriente A	Voltaje AC V	Balance de cargas	Protección AC	Conductor AWG/MCM
C1	10,64	120	Fase A	1 x 15 A	2x12
C2	10,64	120	Fase B	1 x 15 A	2x12
C3	10,64	120	Fase A	1 x 15 A	2x12
C4	10,64	120	Fase B	1 x 15 A	2x12
C5	10,64	120	Fase A	1 x 15 A	2x12
C6	10,64	120	Fase B	1 x 15 A	2x12
C7	42,5	120	Fase A	1 x 50 A	2x10
C8	25,375	120	Fase B	1 x 30 A	2x10
C9	28,5	120	Fase A	1 x 30 A	2x10
C10	28,5	120	Fase B	1 x 30 A	2x10
C11	26	120	Fase B	1 x 30 A	2x10
C12	20,83	240	Fase A, B	2 x 30 A	3x12
Alimentador	100	240	Fase A, B	2 x 100 A	3x6

Fuente: elaboración propia.

3.4.2. Análisis y cálculo de servicios auxiliares DC

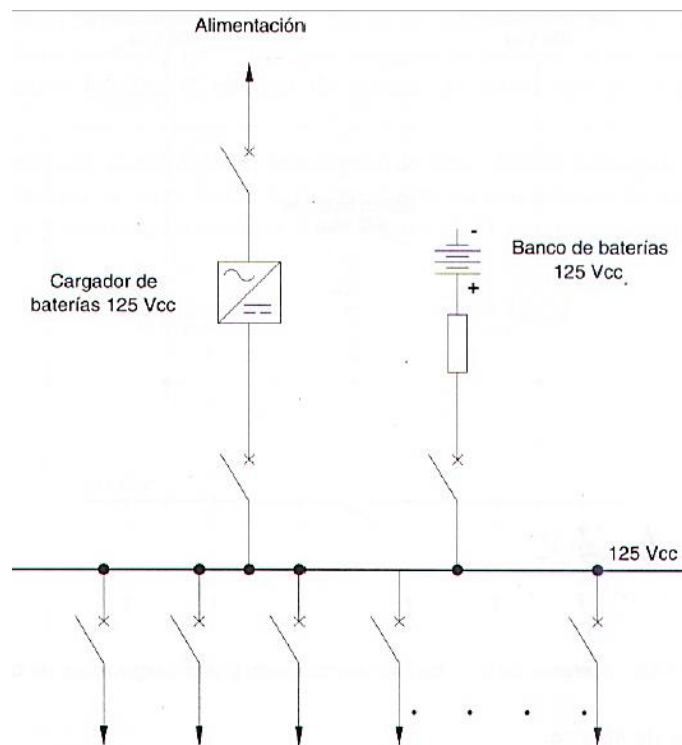
Los sistemas de corriente continua son vitales en la subestación eléctrica, de estos depende la operación de muchos equipos. En la subestación GIS se

utilizará 125 VDC para alimentar cargas que realizan maniobras de operación en patio como bobinas de apertura y cierre de interruptor, motores de accionamiento de seccionadores, motores de carga de resorte en interruptores, asimismo, dentro de las casetas todos los relés de protección y comunicación son alimentados con corriente directa.

El sistema de alimentación DC a utilizar en la subestación es un sistema centralizado, esto quiere decir que la alimentación se ubicará en la caseta de control y se distribuirá hacia los equipos que lo requieran. Se requiere de la utilización de un banco de baterías y un cargador de baterías, esto permite tener un respaldo de la alimentación DC. Se alimentan inversores y alumbrados de emergencia, para cuando no se cuente con la corriente alterna que alimenta los equipos en AC y el alumbrado común de la subestación.

El esquema a utilizar es el de un solo cargador de baterías con su banco de baterías, este banco va hacia una barra de distribución DC para conectar todas las cargas con su disyuntor. El cargador se alimenta de un circuito de corriente alterna monofásica 120 VAC. Esta configuración es la más común utilizada ya que el respaldo que brindan las baterías siempre y cuando se encuentre en buen estado, es muy confiable.

Figura 34. **Esquema servicios auxiliares DC configuración simple**



Fuente: Mejía Villegas S.A, Subestaciones de alta y extra alta tensión.

Para un sistema de servicios auxiliares DC es muy importante contar con un voltaje regulado constante, ya que muchos de los equipos conectados están formados por dispositivos electrónicos que admiten un margen bastante pequeño de variación de tensión. Para el suministro de 125 VDC, se asigna un margen de variación del 85 al 110 %.

3.4.2.1. Procedimiento para diseño de servicios auxiliares DC

El procedimiento para el diseño de un servicio auxiliar en DC es similar al AC con la diferencia de que la caída de tensión a considerar es despreciable, así como la potencia de cada equipo es fija. Los consumos en DC en patio tienen un factor de utilización muy bajo, estos son requeridos únicamente cuando la

subestación necesita operar algún equipo, ya sea un disparo, una apertura o un cierre. El consumo de DC en caseta es fijo ya que los relés de protección y comunicación funcionan las 24 horas del día durante todo el año.

A continuación se detalla los circuitos que se formaran etiquetando cada uno de ellos y especificando los equipos que estos van a tener:

- Alimentación DC 1 para gabinetes GIS, c1.
- Alimentación DC 2 para gabinetes GIS, c2.
- Alimentación DC 3 para gabinetes GIS, c3.
- Alimentación relés SEL-2440 controlador bahía San Gaspar, c4.
- Alimentación relés SEL-311L protección de línea bahía San Gaspar, c5.
- Alimentación relés SEL-2440 controlador bahía Chácara, c6.
- Alimentación relés SEL-311L protección de línea bahía Chácara, c7.
- Alimentación relés SEL-2440 controlador bahía de acople, c8.
- Alimentación relés SEL-2440 controlador bahía reserva, c9.
- Alimentación relés SEL-311L protección de línea bahía reserva, c10.
- Alimentación relés SEL-2440 controlador bahía transformador, c11.
- Alimentación relés SEL-387L protección de transformador bahía transformador, c12.
- Alimentación relé SEL-587Z diferencial de barras, c13.
- Alimentación gabinete relés de comunicación, c14

Luego de tener etiquetados e identificados los 14 circuitos que se van a crear en el diseño, se procede a sumar todas las cargas que tendrá cada circuito, para encontrar el total de cada uno.

- Circuito c1, según especificaciones de la subestación GIS son necesarios 18 A para la primera alimentación.

- Circuito c2, según especificaciones de la subestación GIS son necesarios 12 A para la segunda alimentación.
- Circuito c3, según especificaciones de la subestaciones GIS son necesarios 6 A para la tercera alimentación.
- Circuito c4, consumo continuo de 600 a 800 W.
- Circuito c5, consumo continuo de 600 a 800 W.
- Circuito c6, consumo continuo de 600 a 800 W.
- Circuito c7, consumo continuo de 600 a 800 W.
- Circuito c8, consumo continuo de 600 a 800 W.
- Circuito c9, consumo continuo de 600 a 800 W.
- Circuito c10, consumo continuo de 600 a 800 W.
- Circuito c11, consumo continuo de 600 a 800 W.
- Circuito c12, consumo continuo de 1 000 a 1 400 W.
- Circuito c13, consumo continuo de 1 000 a 1 400 W.
- Circuito c14, se tienen 3 equipos de comunicación, se asume un consumo 1 700 a 2 000 W.

Se realiza la conversión y suma de todas las cargas para encontrar la carga total de todo el sistema.

Se procede a calcular el tipo de conductor a utilizar para cada circuito, este va depender de los factores que afectan los mismos.

Como último se procede a definir el tipo de tablero y disyuntores a colocar para cada circuito.

3.4.2.2. Memoria de cálculo para servicios auxiliares DC

Se procede a calcular el consumo de cada circuito en amperios. Para el circuito c1, c2 y c3, ya se cuenta con el valor de corriente. El factor de utilización de estos tres circuitos ya fue aplicado en los cálculos realizados por el fabricante para estimar las corrientes necesarias.

Para el circuito c4, c5, c6, c7, c8, c9, c10 y c11 el cálculo será el mismo ya que consumen la misma potencia. El factor de utilización a aplicar será de 1, ya que estos equipos siempre deben de estar funcionando.

Corriente mínima de consumo:

$$I = \frac{600}{125} \text{ A}$$

$$I = 4,8 \text{ A}$$

Corriente máxima de consumo:

$$I = \frac{800}{125} \text{ A}$$

$$I = 6,4 \text{ A}$$

Se asume una corriente de 6 A para los circuitos del c4 al c11.

El circuito c12 y c13 tienen un factor de utilización igual a 1. Se procede a encontrar su corriente de consumo.

Corriente mínima de consumo:

$$I = \frac{1000}{125} \text{ A}$$

$$I = 8 \text{ A}$$

Corriente máxima de consumo:

$$I = \frac{1400}{125} \text{ A}$$

$$I = 11,2 \text{ A}$$

Se asume una corriente de 10 A para los circuitos del c12 al c13.

El circuito c14 tendrá un factor de utilización de 1, esto debido a que el gabinete de comunicación siempre debe estar funcionando.

Corriente mínima de consumo:

$$I = \frac{1700}{125} \text{ A}$$

$$I = 13,6 \text{ A}$$

Corriente máxima de consumo:

$$I = \frac{2000}{125} \text{ A}$$

$$I = 16 \text{ A}$$

Se asume una corriente de consumo de 15 A para el circuito c14.

La carga total del servicio auxiliar DC es:

Corriente mínima de consumo:

$$I = 18 + 12 + 6 + (8 * 6) + (10 * 2) + 15 \text{ A}$$

$$I = 119 \text{ A}$$

Para el circuito de DC principal se asume un factor de utilización de 0,60 ya que la operación de los equipos de la subestación será en momentos específicos y no todos al mismo tiempo.

$$I = 119 * 0,60 \text{ A}$$

$$I = 71,4 \text{ A}$$

3.4.2.3. Diseño final de servicios auxiliares DC

A continuación se detalla el consumo de corriente para cada circuito, ya con su factor de utilización aplicado. El cable será transportado en trincheras amplias, debido a eso se asume que va en aire. La selección del conductor para cada circuito, se hace con base en la reproducción de la tabla 302.4 de las NTIE, 1981, asumiendo una temperatura máxima de 75 grados centígrados. Se tomó en cuenta que el calibre mínimo para DC permitido en el proyecto es el AWG núm. 12.

Tabla XVII. Detalle servicios auxiliares DC

Circuito	Corriente A	Voltaje DC V	Protección DC	Conductor AWG/MCM
C1	18	125	2 x 20 A	2x12
C2	12	125	2 x 15 A	2x12
C3	6	125	2 x 6 A	2x12
C4	6	125	2 x 6 A	2x12
C5	6	125	2 x 6 A	2x12
C6	6	125	2 x 6 A	2x12
C7	6	125	2 x 6 A	2x12
C8	6	125	2 x 6 A	2x12
C9	6	125	2 x 6 A	2x12
C10	6	125	2 x 6 A	2x12
C11	6	125	2 x 6 A	2x12
C12	10	125	2 x 15 A	2x12
C13	10	125	2 x 15 A	2x12
C14	15	125	2 x 15 A	2x12
Alimentador	71,4	125	2 x 75 A	2x6

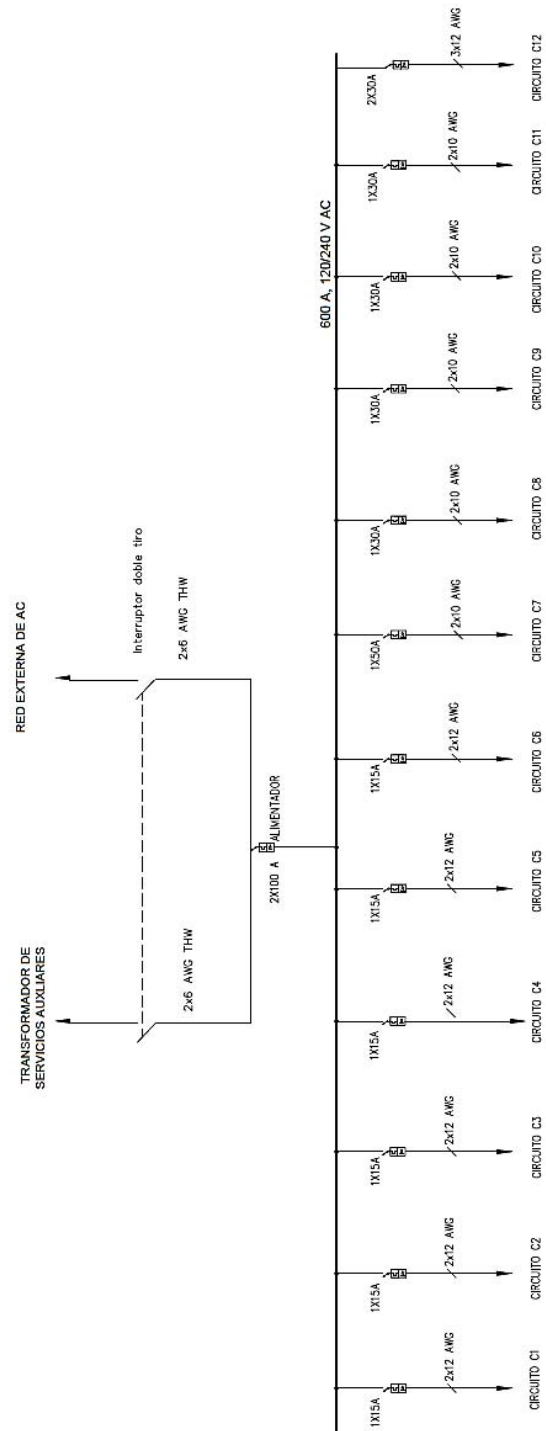
Fuente: elaboración propia.

3.4.3. Resultados obtenidos

Luego de haber realizado el análisis y cálculos para la obtención del diseño de los servicios auxiliares AC y DC, los resultados de las protecciones y conductor a instalar para cada circuito fueron detallados en las tablas de cada servicio. Los parámetros encontrados pueden ser variados, siempre y cuando no se ponga en peligro la integridad de los equipos alimentados o la confiabilidad del sistema.

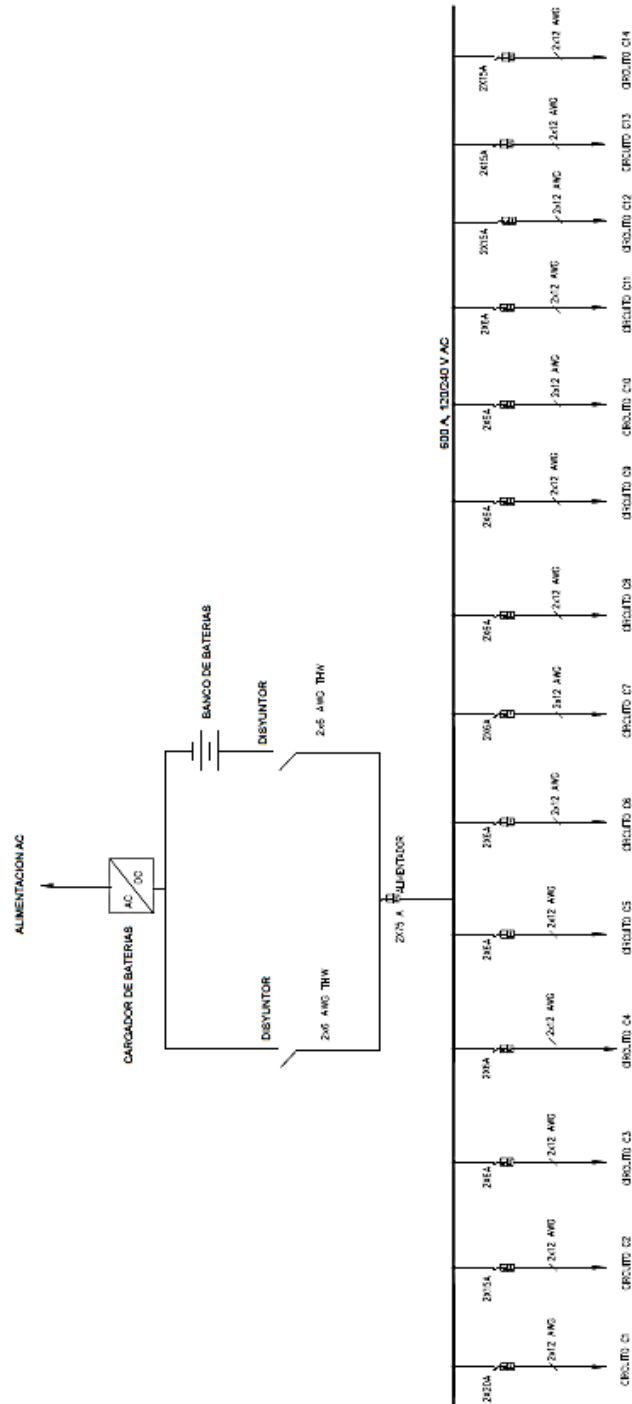
En las ilustraciones de las figuras 35 y 36 se detallan el diseño final para los servicios auxiliares AC y DC, contemplando sus protecciones, el conductor a utilizar y sus alimentadores.

Figura 35. Esquema de servicios auxiliares AC



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 36. Esquema de servicios auxiliares DC



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

3.5. Análisis y cálculo de aire acondicionado en casetas

Los sistemas de aire acondicionado están compuestos por un conjunto de equipos que entregan un flujo de aire, estos con el fin de mantener una temperatura en el ambiente donde fueron instalados. El diseño del sistema de aire acondicionado depende del tipo de ambiente donde este va ser instalado, la cantidad de espacio que debe enfriar, el número de cargas que producen calor y el tipo de actividad que se lleve dentro del ambiente.

La humedad dentro de una caseta de la subestación puede ocasionar importantes problemas de seguridad al personal y equipos, por los riesgos de provocar un corto circuito y a su vez un incendio. Las tres fuentes de humedad más comunes son: fugas de agua en la estructura de la caseta, agua dentro de las trincheras que vienen de exterior, los cambios violentos de temperatura dentro de caseta. Es muy importante que la temperatura dentro de la caseta de control se mantenga constante, de esta manera no afectar la integridad de todos los equipos.

Para un buen diseño de aire acondicionado es necesario conocer las cargas térmicas y las calóricas, que existen dentro de la caseta de control. En las secciones a continuación se realizarán los cálculos de cargas calóricas y térmicas de los sistemas de aire acondicionado, se determinarán las capacidades de los equipos a instalar en la caseta de control para mantener una temperatura adecuada para que los equipos operen en buenas condiciones.

3.5.1. Procedimiento para el diseño de sistema de aire acondicionado

El procedimiento inicia identificando el área donde se requiere una temperatura constante. Para este proyectos se identificaron 2 áreas que requieren de aire acondicionado, estas son el cuarto de gabinetes de control en la caseta y el cuarto baterías. Estos 2 cuartos se encuentran dentro de la misma caseta pero divididos.

El cuarto de gabinetes cuenta con: gabinetes con equipos de control, protección y comunicación. Estos equipos requieren el funcionamiento del aire las 24 horas, ya que ellos funcionan tiempo completo. Se procederá a calcular un aire acondicionado para 6 gabinetes con 3 relés cada uno.

El cuarto de baterías es una zona especial donde se genera mucho calor, esto debido a que el cargador de baterías lo produce. Es importante mantener una temperatura adecuada para esta zona porque la vida de las baterías depende en parte de ella.

Luego de tener definidos todos los parámetros involucrados para este cálculo se procede a encontrar las cargas calóricas y cargas térmicas.

Como último paso se define la capacidad del aire que se requiere y el tipo de diseño a instalar.

3.5.2. Cálculo de cargas térmicas

Para calcular la capacidad de los equipos de aire acondicionado es necesario conocer el lugar, los equipos generadores de calor, las personas que van a estar dentro de la caseta y el tipo de construcción.

.

Los aspectos más importantes a considerar son:

- Las pérdidas en paredes, techo y suelo.
- Las personas que van a estar ingresando
- Volumen del sitio
- Carga eléctrica de los equipos y luminarias

El cálculo se realiza por medio de la ecuación de balance de carga.

$$Q_T = Q_p + Q_o + Q_r + Q_a$$

Donde:

Q_T = carga térmica total del equipo de aire acondicionado

Q_p = carga térmica por pérdidas del sistema (pérdidas en paredes, techo, suelo)

Q_o = carga térmica por las personas en la caseta

Q_e = carga térmica de los equipos instalados

Q_a = carga térmica por pérdidas en el ambiente

Primero se procede a calcular la carga térmica total para el cuarto de gabinetes y luego para el cuarto de baterías.

Los valores a utilizar en los cálculos vienen dados por la ASHRAE 62-90, esta es una guía de estándares para procedimientos de instalación de refrigeración en ambientes.

3.5.3. Cálculo de cargas calóricas

Es necesario mantener una temperatura constante en el área, esto para evitar la condensación y que los equipos eléctricos puedan trabajar sin problema. Se determinará como temperatura constante de funcionamiento entre los 20° C a 23° C, para garantizar el buen funcionamiento de todos los equipos y el confort del personal que requiera ingresar a la caseta de control.

Los cálculos se realizarán con base en la temperatura máxima del área, 27° C. el sistema de aire acondicionado a instalar se definirá dependiendo de las capacidades que solicitadas por el cálculo.

3.5.4. Memoria de cálculo

Las pérdidas para el cuarto de gabinetes viene dado por:

Se procede a calcular Q_p carga térmica por pérdidas del sistema (pérdidas en paredes, techo, suelo).

$$\text{pérdidas por pared} = 0,091 * m^2 \text{ Btu/h}$$

$$\text{pérdidas por pared} = 0,091 * 67,14 \text{ Btu/h}$$

$$\text{pérdidas por pared} = 6,11 \text{ Btu/h}$$

$$\text{pérdidas por techo} = 0,671 * m^2$$

$$\text{pérdidas por techo} = 0,2671 * 27,47 \text{ Btu/h}$$

$$\text{pérdidas por techo} = 7,33 \text{ Btu/h}$$

$$\text{pérdidas por suelo} = 0,18 * m^2 \text{ Btu/h}$$

$$\text{pérdidas por suelo} = 0,18 * 27,47 \text{ Btu/h}$$

$$\text{pérdidas por suelo} = 4,94 \text{ Btu/h}$$

La carga total de pérdidas por del sistema es:

$$Q_p = 4,94 + 7,33 + 6,11 = 18,38 \text{ Btu/h}$$

Se procede a calcular Q_e , la carga térmica de los equipos instalados

Se asume 3 250 Btu/h por cada gabinete de protección, este dato es dado por el fabricante de los equipos. Se suma la carga de la iluminación

$$Q_e = 3\ 250(6) + 1000 \text{ Btu/h}$$

$$Q_e = 20\ 500 \text{ Btu/h}$$

Se asume que cada persona genera una carga térmica Q_o de 1 000 Btu/h por una persona en la caseta.

Se asume una pérdida por ambiente de Q_a de 1 000 Btu/h

La pérdida total Q_T es:

$$Q_T = Q_p + Q_o + Q_r + Q_a \text{ Btu/h}$$

$$Q_T = 18,38 + 20\,500 + 1\,000 + 1\,000 \text{ Btu/h}$$

$$Q_T = 22\,500 \text{ Btu/h}$$

Las cargas térmicas para el cuarto de baterías maneja los mismos valores únicamente con la variación de Q_e , carga de equipos este viene se calcula a continuación.

El cargador de baterías produce una carga de 12 000 Btu/h y cada batería produce una carga de 500 Btu/h, este dato es dado por el fabricante de los equipos. Se suma la carga de la iluminación

$$Q_e = 12\,000 + 500(20) + 1\,000 \text{ Btu/h}$$

$$Q_e = 23\,000 \text{ Btu/h}$$

La pérdida total Q_T es:

$$Q_T = Q_p + Q_o + Q_r + Q_a \text{ Btu/h}$$

$$Q_T = 18,38 + 23\,000 + 1\,000 + 1\,000 \text{ Btu/h}$$

$$Q_T = 25\,018 \text{ Btu/h}$$

La carga total para la elección de la capacidad del aire acondicionado es:

$$Q_{Total} = 25\,018 + 22\,500 \text{ Btu/h}$$

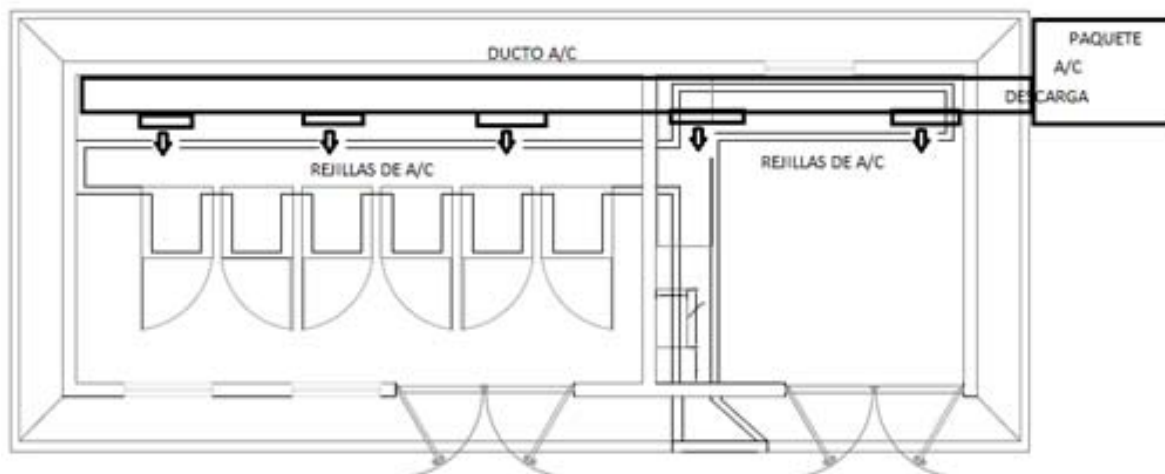
$$Q_{Total} = 47\,518 \text{ Btu/h}$$

3.5.5. Diseño final del aire acondicionado

El diseño final de la disposición física del aire acondicionado se realizó para que trabajara de la manera más eficiente, sin alterar la forma de la caseta. Se eligió un equipo tipo paquete de aire acondicionado, este se compone de su compresor, evaporador, circuitos eléctricos y electrónicos, válvulas y puntos de descarga de aire.

En la ilustración de la figura 37 se detalla donde se instalará el equipo y donde se montara el ducto con sus rejillas de descarga de aire.

Figura 37. **Diseño montaje aire acondicionado**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

3.5.6. Resultados obtenidos

El equipo de aire acondicionado a instalar debe de tener una capacidad de 57 518 Btu/h esto es igual, para poder mantener un ambiente confiable y agradable para el usuario y los equipos que estén dentro de la caseta de control. El equipo de aire acondicionado será un tipo paquete con un punto de descarga, esto para conectarle el ducto que inyectará el aire a la caseta. Se recomienda instalar un equipo de 5 toneladas de capacidad, esto es igual a 60 000 Btu/h, para contar con una pequeña reserva.

En la tabla XVIII se detallan todos los valores encontrados, estos influyeron en la elección del equipo de aire acondicionado.

Tabla XVIII. **Datos aire acondicionado**

Factor	Cantidad	Unidad
Temperatura de trabajo	20 a 23	Grados centígrados
Temperatura ambiente máxima	27	Grados centígrados
Carga térmica sistema	18,38	Btu/h
Carga térmica equipos	20 500	Btu/h
Carga térmica personas	1 000	Btu/h
Carga térmica ambiente	1 000	Btu/h
Carga térmica cuarto baterías	23 000	Btu/h
Total de carga	47 518	Btu/h
Capacidad elegida	60 000	Btu/h
Capacidad elegida	5	Toneladas

Fuente: elaboración propia.

3.6. Planos y diagramas finales

Los planos y diagramas finales de como quedó construido un proyecto son los principales documentos que deben quedar de respaldo para el personal de mantenimiento. Estos deben quedar en físico y digital, las modificaciones que se realicen en campo deben agregarse a los planos, para tener una referencia real de toda la subestación.

En los planos se detallan todos los aspectos técnicos de montaje electromecánico, protecciones, comunicación y control. Cada punto descrito en el plano debe contar con sus especificaciones, como por ejemplo tipo de conductor, punto de salida, punto de entrada, equipo donde se conecta, entre otros.

Es muy importante que las borneras y puntos de conexión físicos concuerden con los puntos ilustrados en los planos y diagramas de cada equipo. Para lograr encontrar un punto físico con el juego de diagramas y planos, el etiquetado de toda la subestación es primordial. En el etiquetado se especifica los puntos de conexión de donde viene y hacia donde va.

En esta sección se incluirán todos los planos y diagramas utilizados para el montaje de la subestación GIS Antigua.

3.6.1. Planos finales

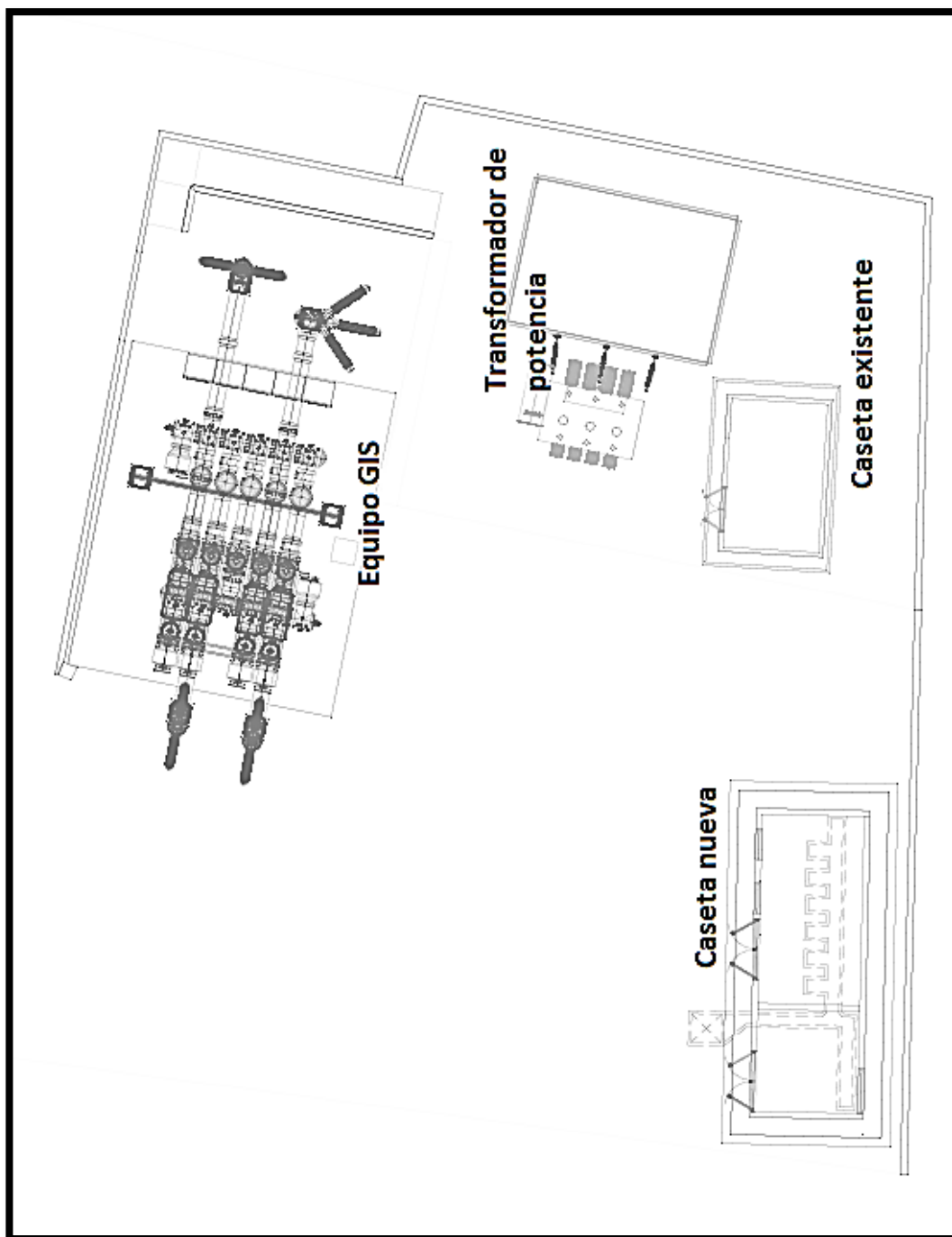
Los planos son representaciones gráficas que tiene como fin identificar todos los elementos que componen un proyecto, se utilizan para la detección de problemas o para el momento cuando se quiera realizar alguna modificación a lo que ya se encuentra construido.

Es muy importante contar con los planos finales de una subestación con las modificaciones que se han ido realizando a lo largo de la ejecución del proyecto, estos son esenciales para el personal de mantenimiento ya que ellos al momento de tener que detectar alguna falla necesitan consultar los mismos.

A continuación se incluirán los principales planos finales que quedaron constituidos en el proyecto.

3.6.1.1. Plano de disposición física

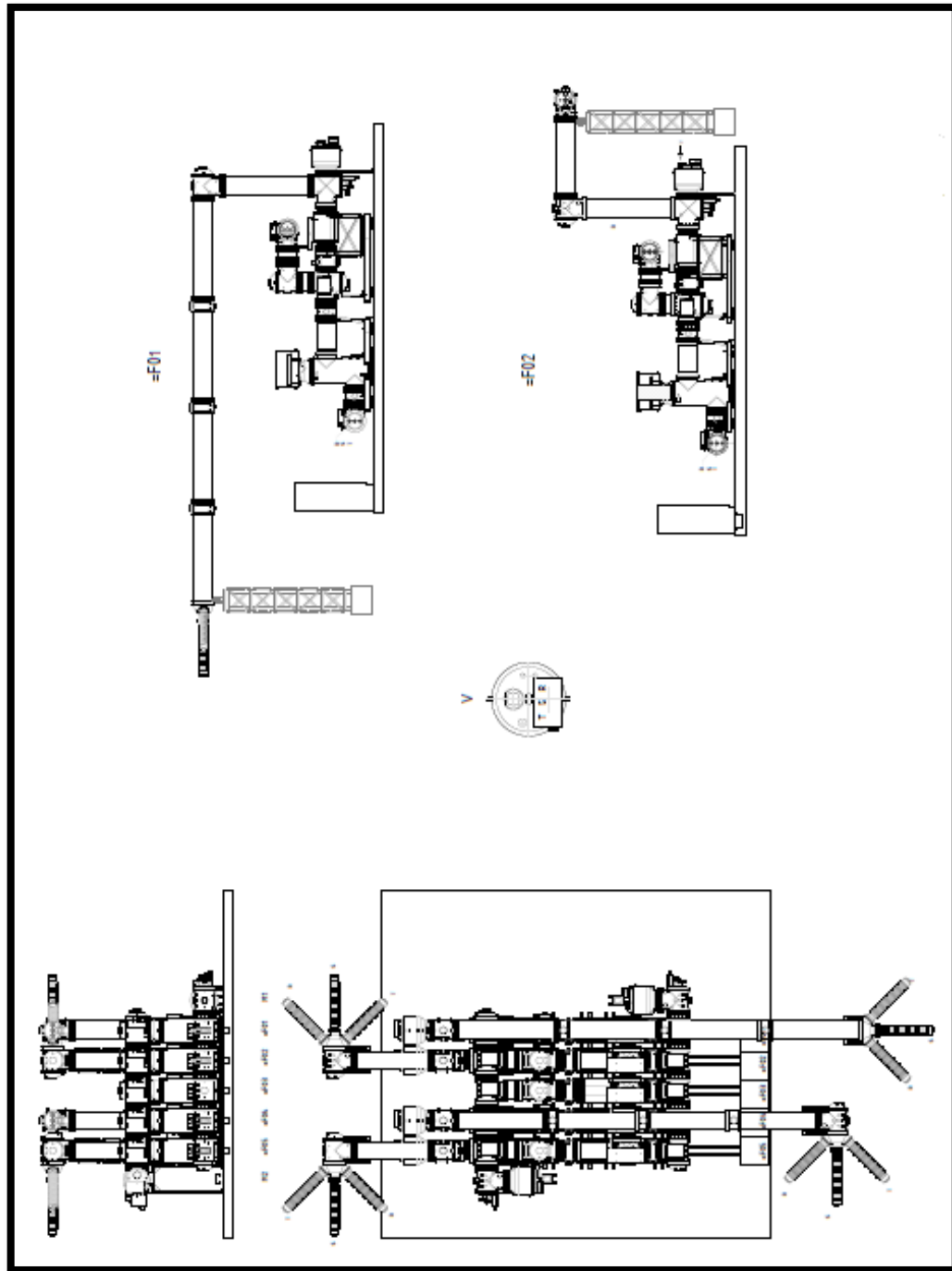
Figura 38. disposición física subestación Antigua GIS



Fuente: TRELEC, S.A. Disposición física Antigua GIS.

3.6.1.2. Plano de montaje

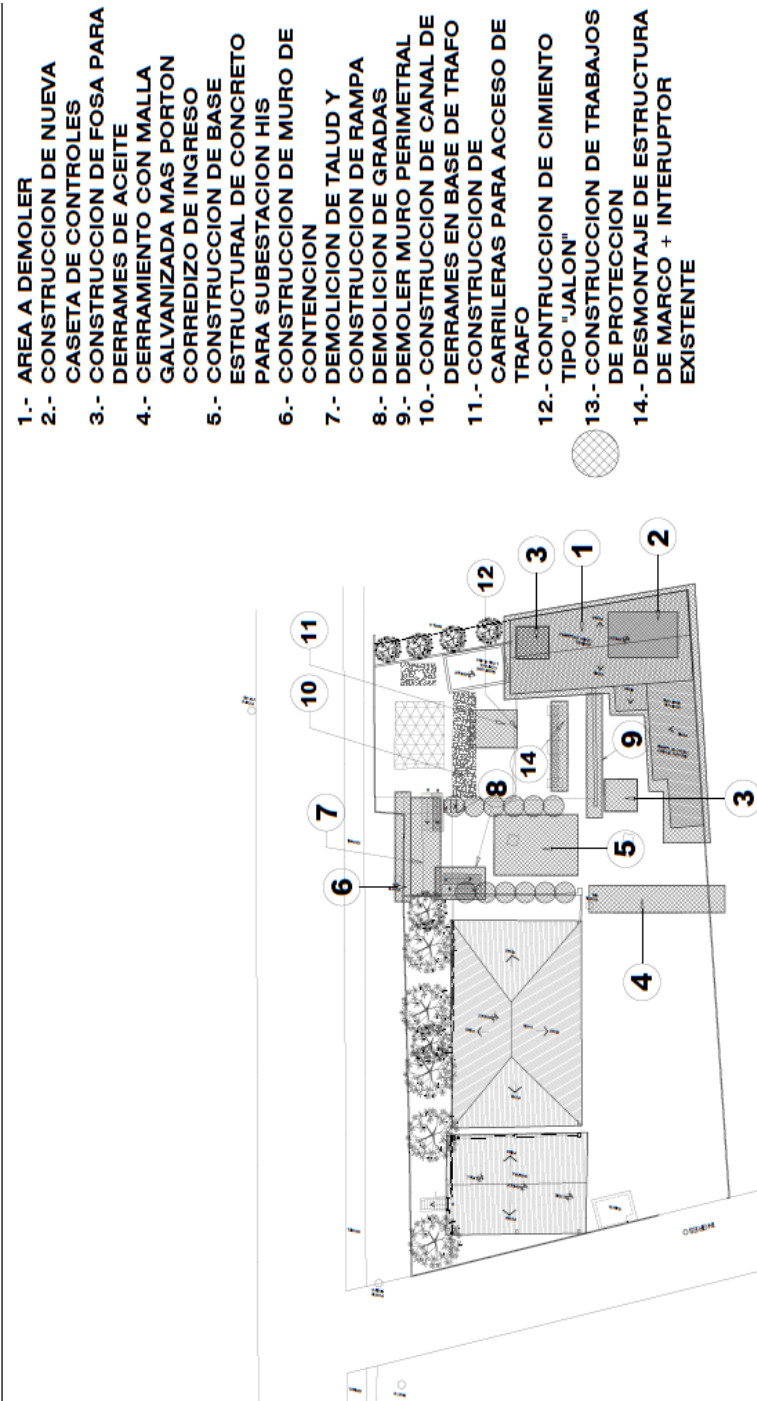
Figura 39. Montaje subestación Antigua GIS



Fuente: TRELEC, S.A. Disposición física Antigua GIS.

3.6.1.3. Plano distribución de sitio

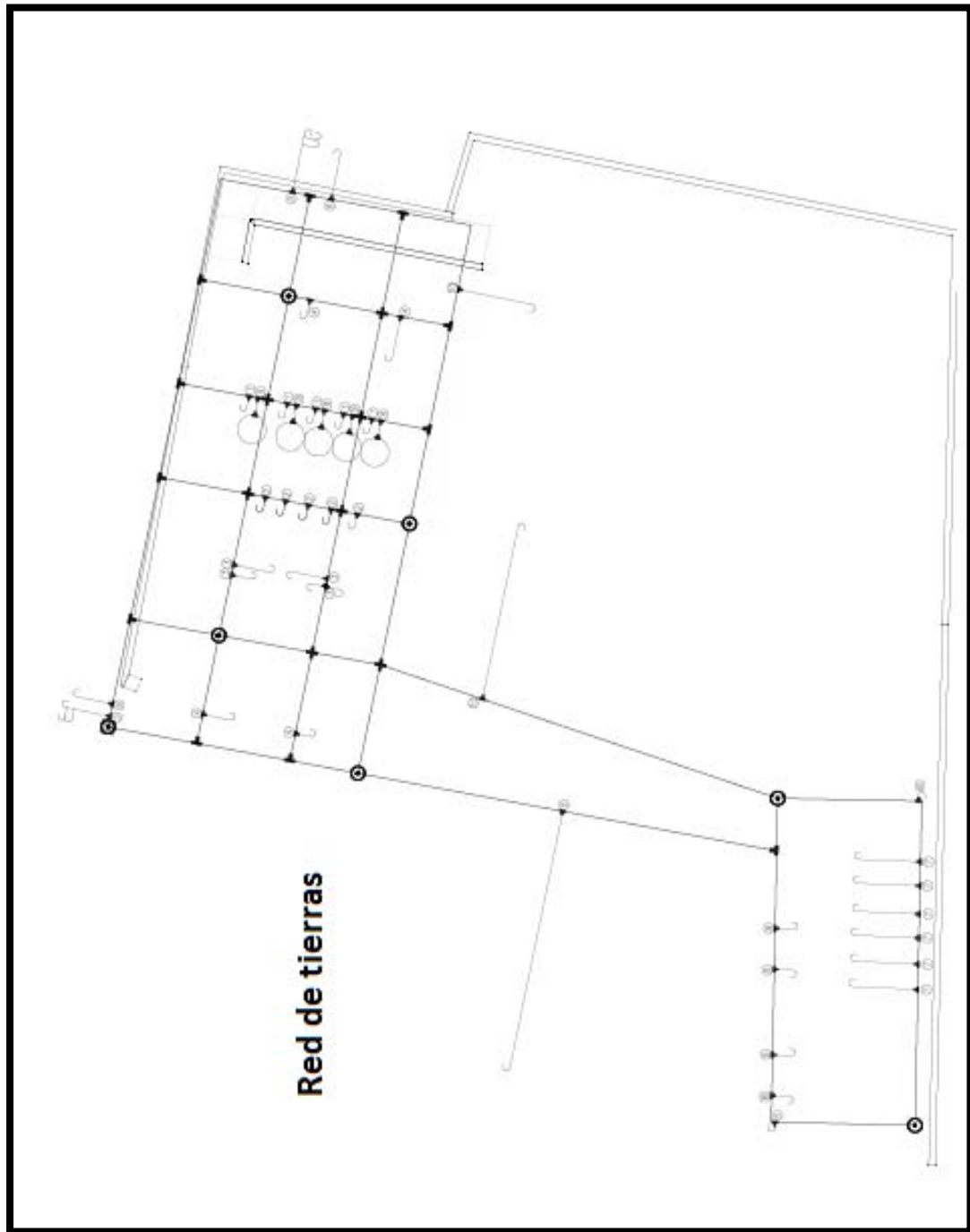
Figura 40. Distribución subestación Antigua GIS



Fuente: TRELEC, S.A. Obra civil Antigua GIS.

3.6.1.4. Plano de red de tierras

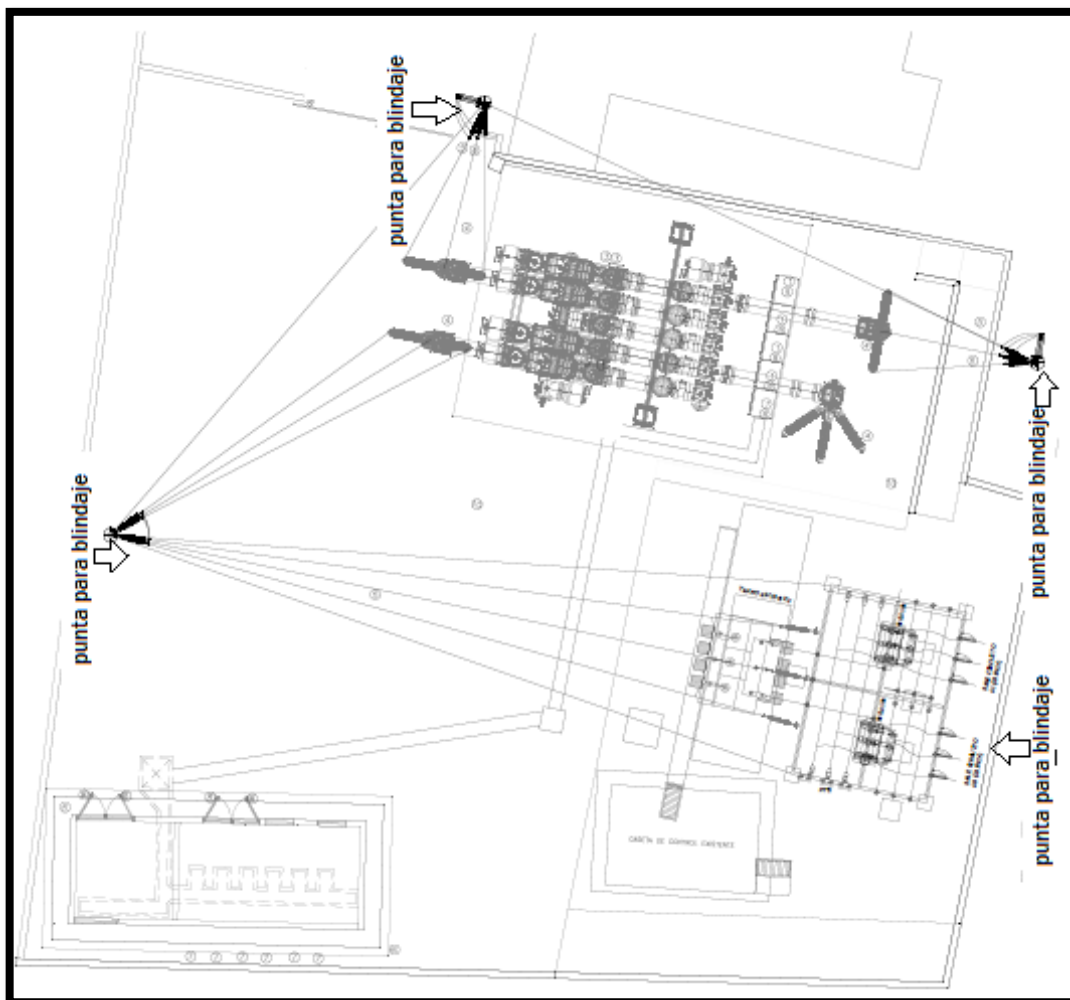
Figura 41. Red de tierras subestación Antigua GIS



Fuente: TRELEC, S.A. Red de tierras Antigua GIS.

3.6.1.5. Plano de blindaje

Figura 42. Blindaje subestación Antigua GIS



Fuente: TRELEC, S.A. Blindaje Antigua GIS.

3.6.2. Diagramas y esquemas

Las representaciones gráficas de cada elemento que forma parte del control, protección, comunicación y medición de una subestación, son las que nos indican cómo debe quedar cableado, armado y conectado cada equipo. Estos diagramas y esquemas son entregados por los diseñadores al área encargada de construcción y montaje de la subestación.

Los diagramas y esquemas tienen funciones muy importantes, estas son:

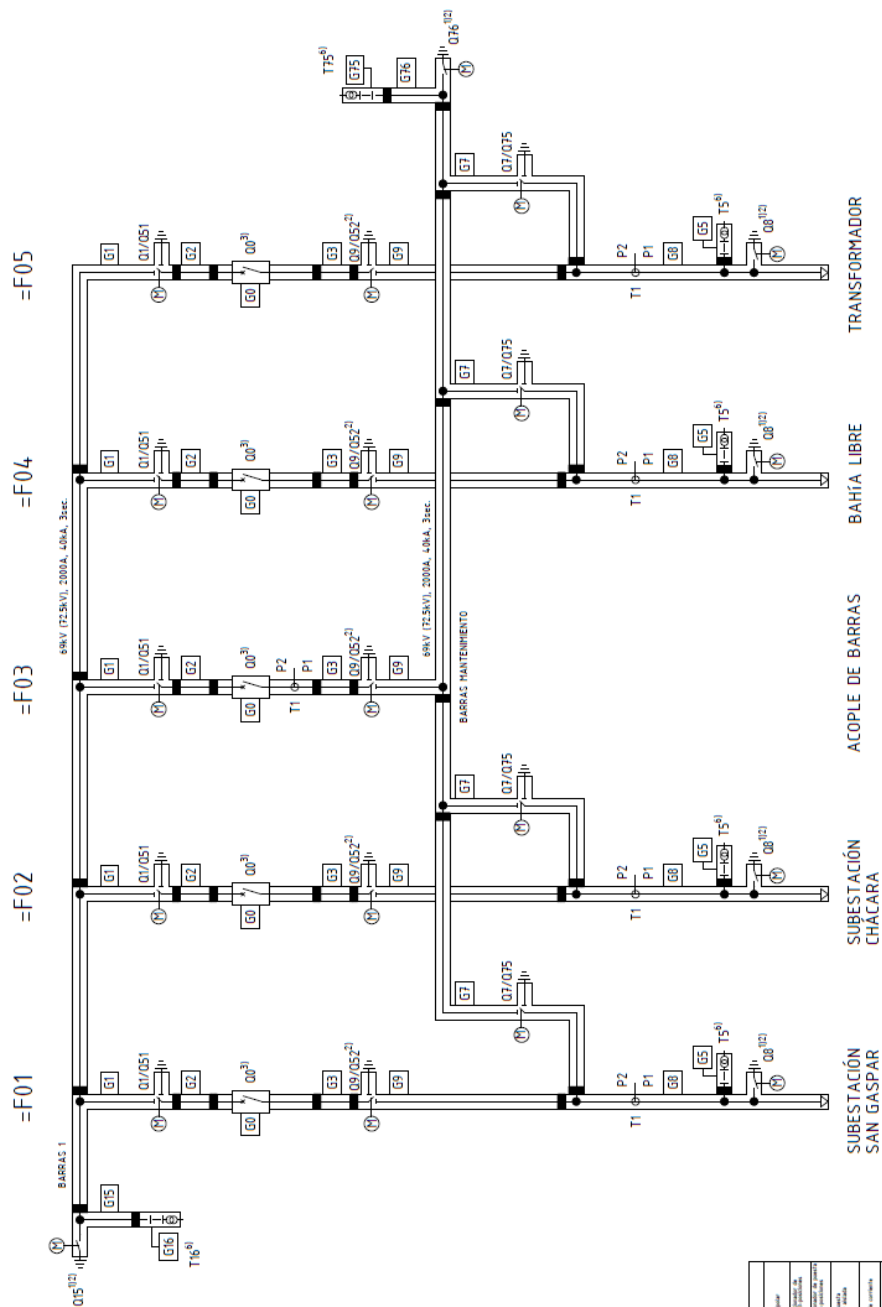
- Indicar como se instalará, cableará y conectará cada equipo de las subestación.
- Se utiliza también como una guía para contabilizar los tipos de equipos, la cantidad y las características de cada uno de ellos.
- Estos diagramas se acostumbran a amarillar para llevar el control de las conexiones que se han realizado y revisado.
- Se utilizan para marcar las modificaciones que se realizan en campo de acuerdo a los cambios necesarios a realizar.
- El juego de diagramas y esquemas finalmente se modifican como quedo construido el proyecto, estos se trasladan al área de mantenimiento para cualquier futura consulta.

Es muy importante que el etiquetado de cada punto que se conecta y la utilización de las borneras, siendo estas identificadas como indica el plano. Si es necesario realizar alguna modificación de borneras, debe quedar marcada en el plano.

En los puntos a continuación se incluyen los diagramas y esquemas más importantes que se utilizaron para el montaje de la subestación.

3.6.2.1. Diagrama unifilar de subestación

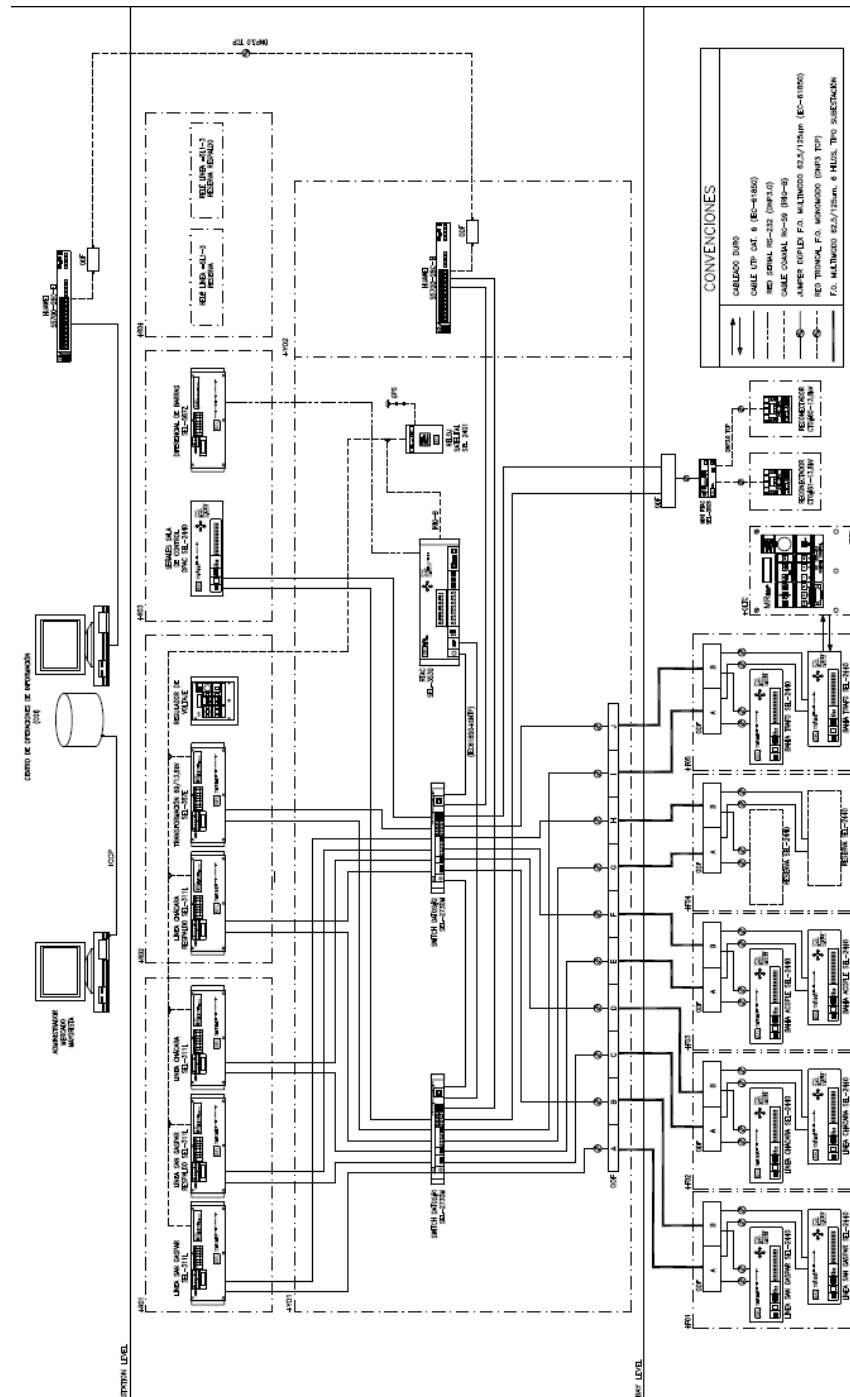
Figura 43. Unifilar subestación Antigua GIS



Fuente: TRELEC, S.A. PCYM Antigua GIS.

3.6.2.2. Esquema arquitectura de comunicaciones

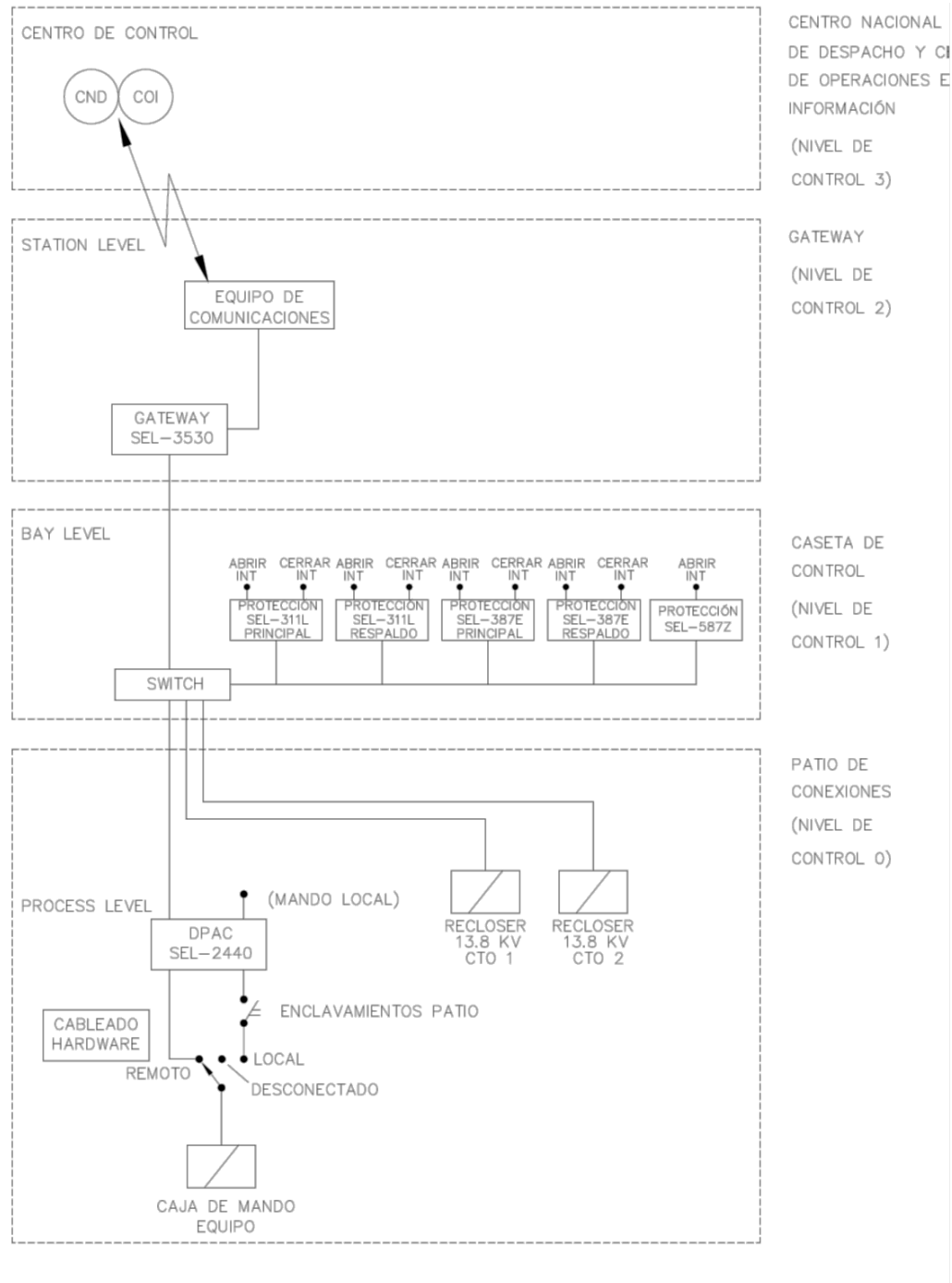
Figura 44. Esquema comunicaciones subestación Antigua GIS



Fuente: TRELEC, S.A. PCYM Antigua GIS.

3.6.2.3. Esquema arquitectura de control

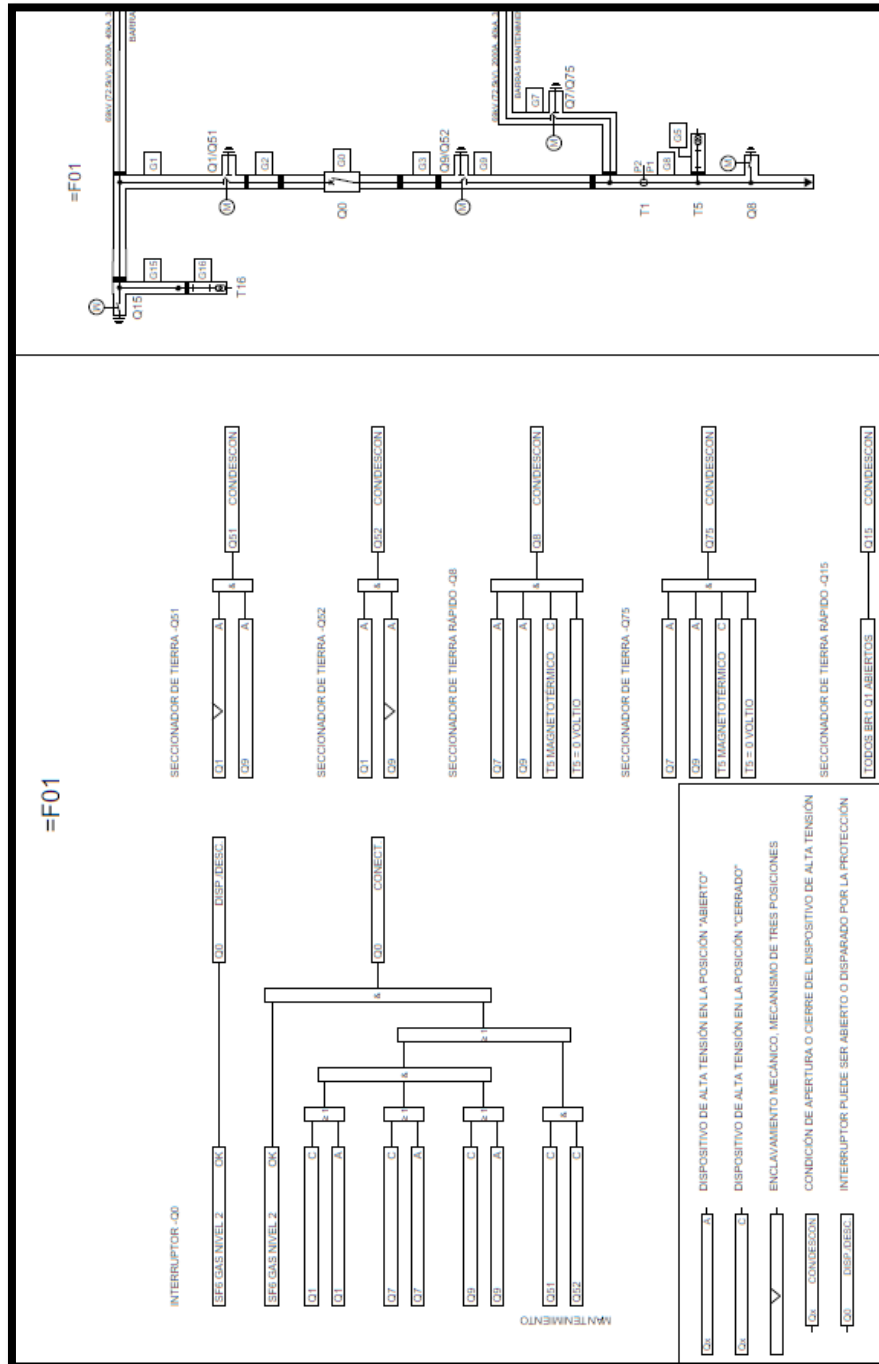
Figura 45. Control subestación Antigua GIS



Fuente: TRELEC, S.A. PCYM Antigua GIS.

3.6.2.4. Diagrama de Enclavamientos

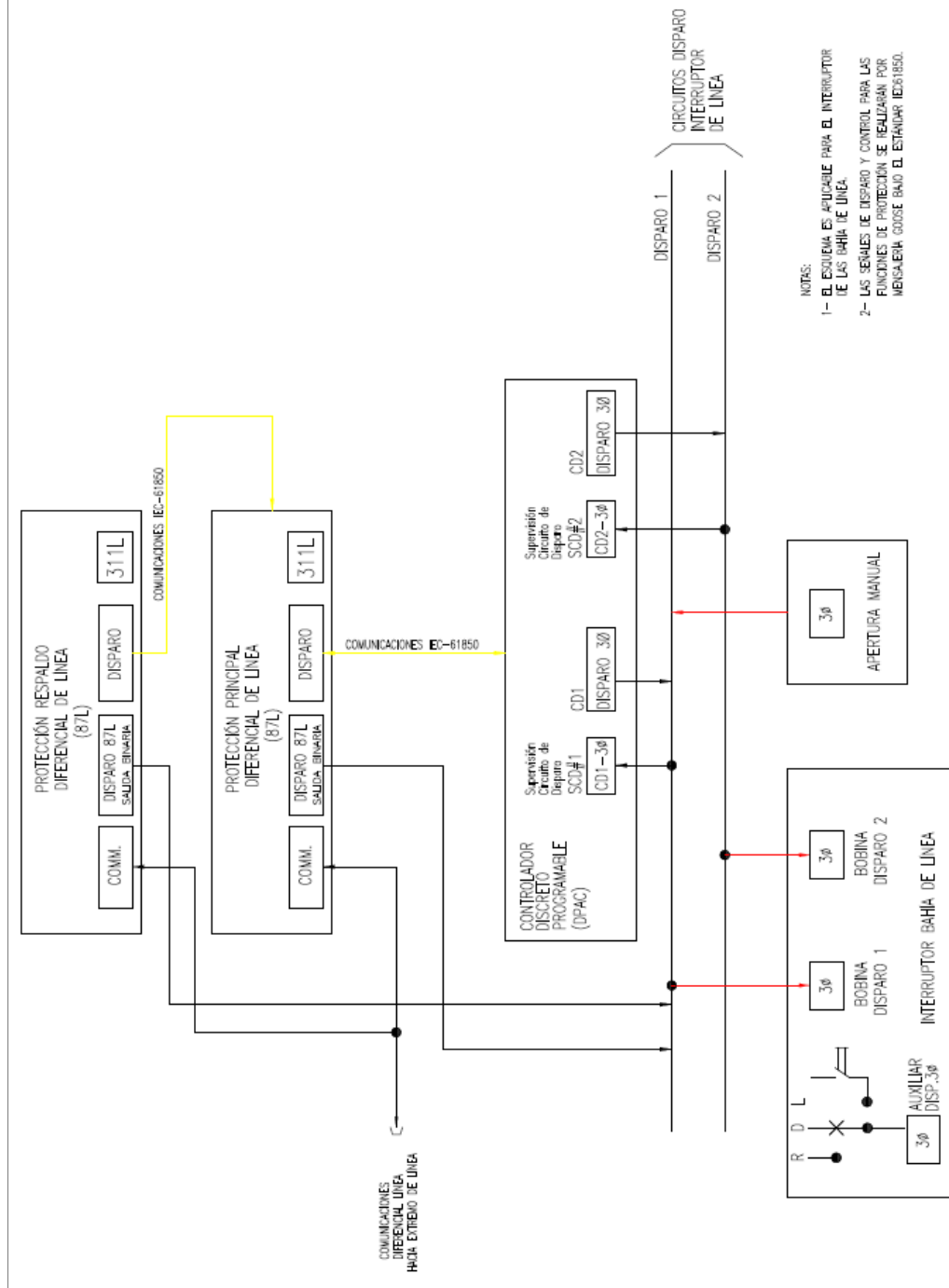
Figura 46. Enclavamientos típicos subestación Antigua GIS



Fuente: TRELEC, S.A. PCYM Antigua GIS.

3.6.2.5. Esquema acción de protecciones

Figura 47. Acción típica de protecciones subestación Antigua GIS



Fuente: TRELEC, S.A. PCYM Antigua GIS.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO, COSTOS E INGRESOS

El fin de todo proyecto es el generar bienes o ganancias con base en un servicio brindado. En este caso se evaluara el servicio de suministro de energía eléctrica. Los proyectos siempre conllevan riesgos, los tiempos de finalización se pueden extender, el costo puede aumentar de forma sustanciosa, problemas sociales o legales, ente otros.

Muchas veces los proyectos son vistos como un gasto, debido a esto se busca otra alternativa que minimice el problema. Sin embargo, con una evaluación económica confiable, se puede llegar a concluir que un proyecto sería una inversión con un margen de ganancia aceptable.

La evaluación económica de proyectos puede aplicarse para justificar la inversión en algún proyecto en los que los métodos financieros entregan un entorno negativo. Esta evaluación tiene la capacidad de analizar tanto conceptual como numéricamente, el valor de la flexibilidad administrativa, identificando las posibles alternativas de acción que presenta el proyecto.

En un proyecto de inversión se pueden presentar varias opciones reales, la flexibilidad de realizar la inversión inicial en el momento preciso, reducir el monto de inversión, realizar un aporte mayor de inversión inicial y cambiar la metodología del proyecto.

4.1. Costos

Toda aquella inversión que se realiza en un proyecto puede ser definida como un costo. El costo comprende desde materiales, equipo, personal,

capacitación, planeación, servicios, entre otros, estos gastos pueden ser directos e indirectos, de igual manera producen un impacto sobre el presupuesto que se le asigna a un proyecto.

El cambio de configuración de la subestación Antigua de barra simple a barra principal más barra de transferencia, aislada en gas hexafluoruro de azufre. Se estima que la subestación tenga un costo de Q15 300 635 la tabla XIX detalla el desglose de las unidades de costo destinadas para la construcción de dicha subestación.

Tabla XIX. **Costos subestación Antigua GIS**

Unidad	Valor unitario	Cantidad	Total
Bahía GIS-69kV/ barra principal +transferencia.	Q 1 920 800	5	Q 9 604 000
Obra electromecánica	Q 600 000	5	Q 3 000 000
Materiales		n/a	Q 1 050 000
Obra civil		n/a	Q 1 646 635
TOTAL			Q15 300 635

Fuente: elaboración propia.

4.2. Ingresos

El objetivo de todo proyecto de inversión es percibir un retorno de recurso ya sea a largo o corto plazo, de esta manera definimos un ingreso. Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A., enfoca sus inversiones en el sector eléctrico, específicamente en transmisión, siendo estos proyectos inversiones con recuperación a largo plazo.

Se definen sus ingresos como el peaje que se le paga a TRELEC, S.A., por tener en servicio una subestación o línea de transmisión, está conectada al SNI.

Se asume que con los ingresos que se tienen anualmente en un proyecto su recuperación de capital es después de los 10 años de servicio.

Peaje se define como pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros, según la ley general de electricidad.

4.3. Evaluación económica

El objetivo de esta evaluación económica es la valoración de las obras de transmisión asociadas al cambio de configuración de la subestación Antigua, en relación a los beneficios que este cambio de configuración significa para la operación del sistema de transmisión.

Para la realización del análisis económico, se utilizó el software Microsoft Excel, esta cuenta con las funciones necesarias para todos los cálculos a realizar. Se realiza con base en un modelo de quince años con el cual se obtendrá la TIR y el VAN, considerando su costo.

Como premisa de la evaluación se considera que el proyecto es viable siempre que la TIR presente valores por encima del factor de recuperación de la inversión, este es igual a 10,55 %.

Las premisas para la evaluación son:

- Monto de la inversión = 2,235 millones de dólares americanos
- Gasto de operación y mantenimiento = 3 % anual
- Tasa de actualización = 7 %

- Vida útil del proyecto = 30 años
- Cargo de energía de la tarifa baja tensión simple = 1,774617 Q/kWh

4.3.1. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es un método cuyo principal uso es determinar la rentabilidad de una inversión, indica el valor que ahora tiene su inversión sobre la base de los importes que se percibirán en un plazo.

Luego de ingresar todos los valores de la premisa en el software se obtuvo como valor actual neto la cantidad de US\$ 2 275 000.

4.3.2. Tasa interna de retorno (TIR)

Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, la tasa de porcentaje de rendimiento anual acumulado que genera una inversión. Su formulación busca una tasa de rendimiento interno que iguale los flujos netos de caja con la inversión inicial. Suele definirse como la tasa de descuento que iguala el VAN a cero y suele presentarse complementando al VAN.

Luego de realizar el ingreso de datos para el cálculo del VAN, se procedió a realizar el cálculo de la TIR, el resultado de este fue 71 %. La TIR está por encima del factor de recuperación, esto demuestra amplios beneficios en la creación del proyecto.

4.3.3. Relación beneficio/costo (B/C)

La relación beneficio/costo es el tercer factor que determina la rentabilidad de un proyecto. Este valor se calcula dividiendo los ingresos del proyecto entre el valor de costos a una tasa igual a la rendimiento mínima aceptable.

La inversión de un proyecto es aceptable si la relación encontrada es mayor o igual a la unidad. Esto significará que la inversión del proyecto será recuperado con los ingresos con respecto al tiempo. Si es menor a la unidad no presenta rentabilidad el proyecto, ya que no se podrá recuperar la inversión en el tiempo establecido.

Se establece que el ingreso luego de 15 años de operación será de US\$ 4,5 millones y el costo inicial US\$ 2,23 millones más el 3 % anual de mantenimiento, entrega una relación de beneficio costo igual a:

$$\frac{B}{C} = \frac{4.5M}{2,23M + (2,23M * 3 \% * 15 \text{ años})}$$

$$\frac{B}{C} = 1,39$$

El 1,39 nos indica que el proyecto es aceptable ya que es mayor que la unidad la relación B/C.

4.3.4. Tiempo de recuperación

El tiempo de recuperación de la inversión exacto es muy complejo de determinar, esto debido a que muchos factores influyen en los ingresos de peaje y los costos. Es más viable realizar una estimación de tiempo cuando el proyecto

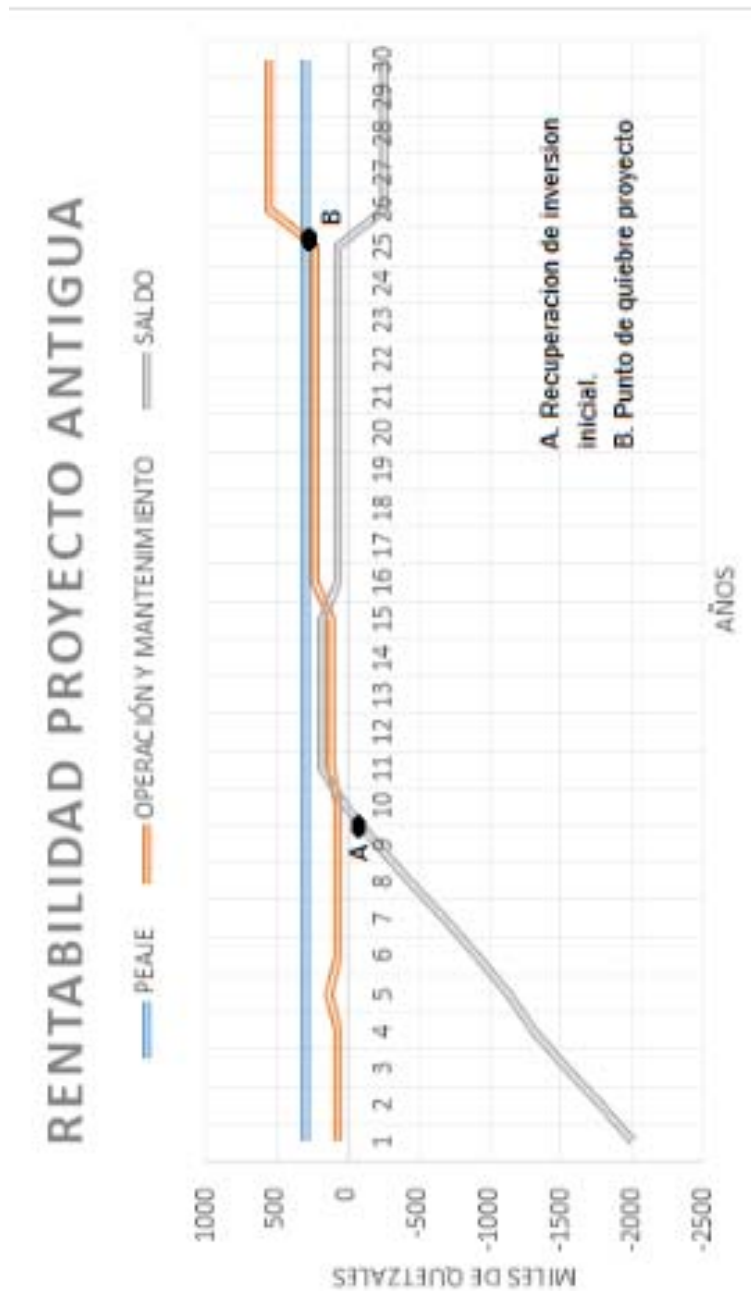
se encuentre en operación y la CNEE le haya asignado un peaje anual. Ya contando con este dato y el costo de mantenimiento se puede arrojar un tiempo exacto de recuperación. El tiempo que se estimó por el momento es de 9 años. Esto asumiendo que el peaje anual para subestación Antigua GIS sea de US\$ 300 mil y el costo de mantenimiento sea de un 3 % anual.

4.3.5. Recuperación de inversión y punto de quiebre del proyecto

Es importante el estudio de un modelo que indique en que momento se estará recuperando la inversión inicial de este proyecto, para encontrarlo se toman en cuenta los ingresos que se tendrán por los peajes que percibe la subestación, contra los costos de operación y mantenimiento. Se asume un costo operación y mantenimiento del 3 % anual para los primeros 10 años, en el quinto se realizan las pruebas típicas que se hicieron al montar la subestación, esto requiere del doble de presupuesto, del año 11 al 15 el costo de operación y mantenimiento asciende al 5 %, del año 16 al 25 asciende al 10 %, por último en los siguientes años se asume un costo del 25 % esto ya que se verán involucrados muchos mantenimientos correctivos.

La gráfica de la figura 48 brindará los valores de ingresos por peaje, gastos de operación y mantenimiento y el saldo del proyecto, todo esto modelado por años vs quetzales. Se encontrarán los punto de recuperación de inversión y punto de quiebre del proyecto donde este ya no es sostenible.

Figura 48. Grafica de recuperación de inversión y punto de quiebre



Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. El montaje subestación Antigua 69/13,8 kV aislada en gas hexafluoruro de azufre, brindará una mayor confiabilidad y seguridad al sistema eléctrico y los usuarios finales conectados a la esta subestación.
2. La inflexibilidad que existe por parte de los fabricantes de subestaciones GIS, a fabricar subestaciones específicas a la necesidad del cliente, obliga al mismo a adaptarse a lo más cercano que se requiera.
3. El uso de esta tecnología permite tener una reducción de espacio de alrededor de 40 %, en comparación a una subestación convencional aislada en aire.
4. Los equipos instalados en la subestación GIS, cuentan con tiempos de mantenimiento preventivo más prolongados en comparación a las convencionales.
5. Los transitorios de sobre voltaje rápidos influyen en el diseño de la red de tierras, en una subestación GIS.
6. Las pruebas de resistencia de contactos y calidad de gas en la subestación GIS, sirven como precedente para evaluar el estado de los equipos desde su puesta en operación.

7. Las pruebas de alta tensión, enclavamientos control local de gabinetes y alarmas, son los parámetros que se evalúan para verificar el correcto montaje y cableado de la subestación GIS.
8. Todas las pruebas efectuados en sitio a la subestación GIS entregaron resultados positivos, debido a esto se dio como aceptado el montaje y cableado de todos los equipos.
9. La evaluación económica del proyecto indica que la inversión a realizar, es viable económicamente a largo plazo, con respecto al peaje que el proyecto percibirá por su disponibilidad en el sistema eléctrico.

RECOMENDACIONES

1. En el momento de elegir la utilización de tecnología GIS para una subestación, prever el crecimiento futuro de la misma, de esta manera incluir bahías de reserva en el pedido principal de la subestación.
2. Para adquirir una subestación GIS que mejor se adecue a la necesidad, lo mejor es licitar con varios fabricantes y ver cuál de estos propone el modelo que más se acerque a lo necesitado.
3. En el momento de la adquirir una subestación GIS, evaluar un stock de equipos y materiales de reserva, para cualquier futuro inconveniente que se pueda producir en los equipos.
4. En el quinto año de servicio de la subestación GIS, es recomendable realizar las pruebas típicas de mantenimiento y comparar estos valores con los de la puesta en servicio.
5. Es importante tomar en cuenta las recomendaciones de fábrica para el aterrizaje de los equipos correspondientes de la subestación GIS, esto para evitar los transitorios que se pueden generar.
6. La presión del gas hexafluoruro de azufre debe monitorearse en tiempo real, la calidad de este gas es la vida de la subestación GIS.
7. Para la prueba de alta tensión es necesario retirar los transformadores de potencial, para evitar daños en sus enrollamientos, contemplar el

dispositivo que permite el retiro de los mismos sin necesidad de desmontarlos de la subestación.

8. Para el aterrizaje de los equipos GIS es importante realizar la unión de las colas con soldadura exotérmica, para prevenir que los pernos partidos puedan llegar a dañarse en el futuro y exponer a los equipos sin aterrizaje alguno.
9. Solicitar al departamento civil trincheras de acuerdo al volumen de cable a instalar en la subestación, considerando la instalación de una charola metálica en la misma trinchera.
10. Realizar la comparación de las pruebas en sitio con respecto a las pruebas efectuadas en fábrica de los equipos GIS, para comprobar que no se haya tenido problemas en el transporte de los mismos.
11. Dejar debidamente identificadas las fases de entrada de línea y en la barra de la subestación, para no tener problemas en las pruebas finales para la puesta en operación de la subestación.
12. Es muy importante tomar en cuenta una capacitación para el personal que manipulará la subestación en campo por el cambio de tecnología y su impacto visual, así como personal del centro de control, esto ya que una subestación GIS contará con muchas más alarmas y estados que una convencional.

BIBLIOGRAFÍA

1. Diseño de subestaciones eléctricas de distribución en bajo perfil y encapsuladas en SF₆, Comision Federal de Electricidad. Manual CFE, 2014.
2. *Gas-Insulated switchgear, type 8DN8 enhanced up to 170 kV, 63kA, 4000A*. Sector energético Siemens AG, 2011.
3. Guía para sistema de apantallamiento subestaciones AC, *IEEE Std. 998-1996. IEEE, Standards Board, 1996*.
4. Guía para sistema de tierra en subestaciones AC, *IEEE Std. 80-2000. IEEE, Standards Board, 2000*.
5. MARTIN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. p. 156-245.
6. MEJIA VILLEGAS S.A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: Mejía Villegas S.A., 2003. p. 189- 223.
7. Recomendaciones para la puesta a tierra y blindaje subestaciones, *ALSTOM GE*. Instalaciones F35-72.5 kV, 2015.
8. SOSA ESCALADA, Julio. *Subestaciones eléctricas de alta tensión aisladas en gas*. 1a ed. Argentina: Sosa Escalada, 2002. p. 4- 50.

APÉNDICES

Apéndice 1. **Fotografía subestación Antigua GIS**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. **Fotografía Barra principal y seccionador**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Fotografía interruptor de potencia



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 4. Fotografía transformadores de potencial barra



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 5. Fotografía seccionador de línea



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. Fotografía transformadores de corriente



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 7. Fotografía puesta a tierra rápida



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 8. Fotografía barra de transferencia y seccionador



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 9. **Fotografía transformadores de potencial línea**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 10. **Fotografía bujes de conexión**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 11. Fotografía gabinetes subestación Antigua GIS



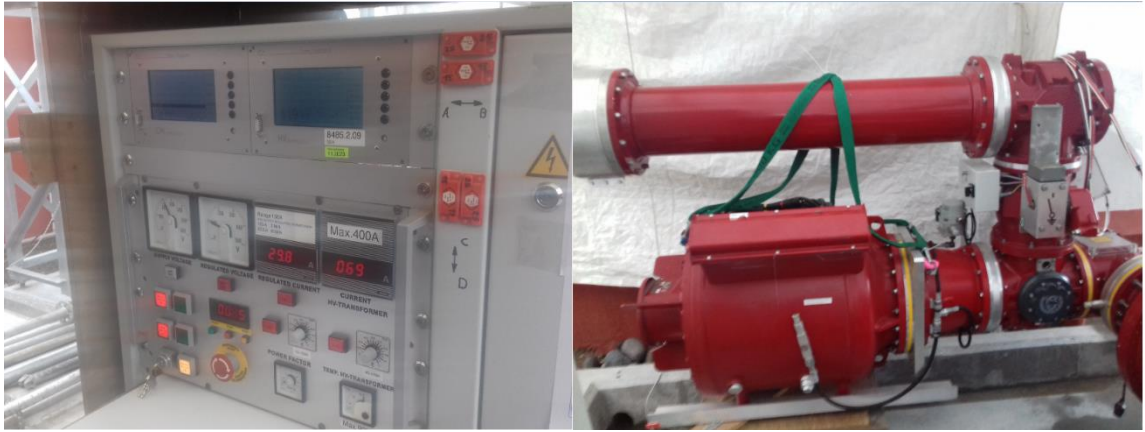
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 12. Fotografía subestación Antigua GIS



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 13. Fotografía equipo de prueba Alta tensión y DP.



Fuente: elaboración propia.

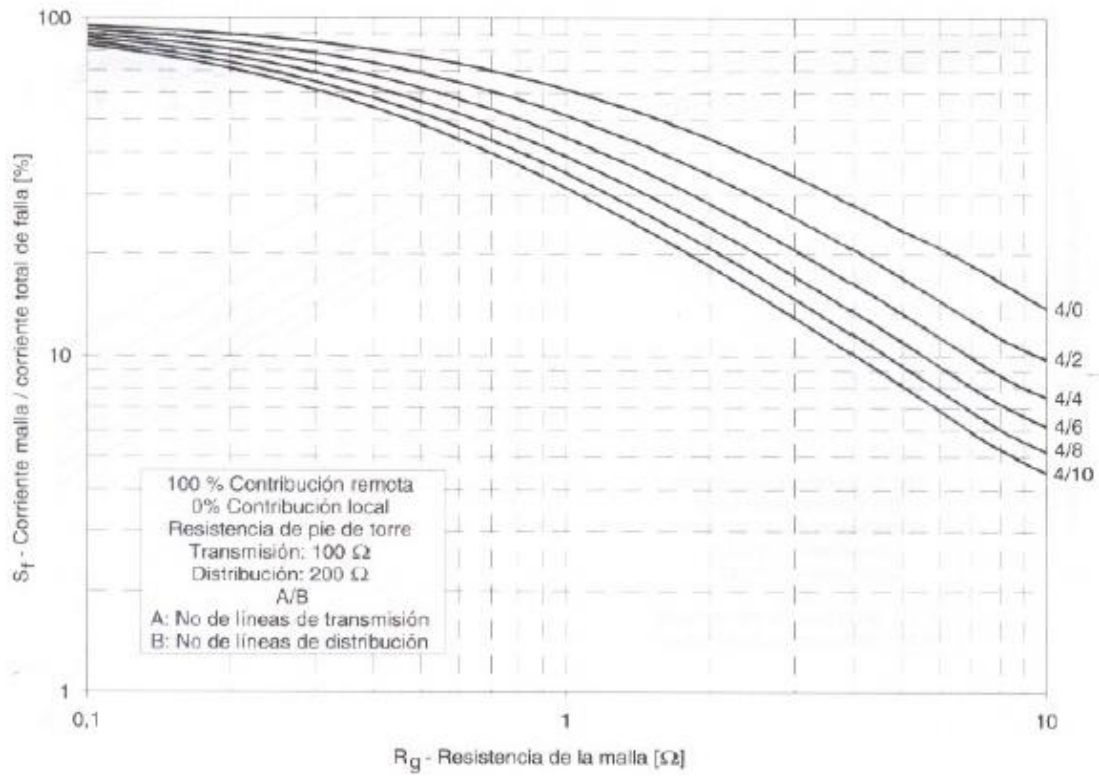
ANEXOS

Anexo 1. Tabla de selección de conductores AWG

Tipo de aislam.	THWN, RUW, I, TW, TWD, MTW		RH, RHW, THW, THWN, DF, XHHW, RUH		PILC, V, MI		TBS, AVB SIS, THHW TA, SA, FEP THW, RHH EP, MTV, XHHW*	
Temp. máxima	60 °C		75 °C		85 °C		90 °C	
Calibre AWG/MCM	en al tubo aire		en al tubo aire		en al tubo aire		en al tubo aire	
14	15	20	15	20	25	30	25	30
12	20	25	20	25	30	40	30	40
10	30	40	30	40	40	55	40	55
8	40	55	45	65	50	70	50	70
6	55	80	65	95	70	100	70	100
4	70	105	85	125	90	135	90	135
3	80	120	100	145	105	155	105	155
2	95	140	115	170	120	180	120	180
1	110	165	130	195	140	210	140	210
0	125	195	150	230	155	245	155	245
00	145	225	175	265	185	285	185	285
000	165	260	200	310	210	330	210	330
0000	195	300	230	360	235	385	235	385
250	215	340	255	405	270	425	270	425
300	240	375	285	445	300	480	300	480
350	260	420	310	505	325	530	325	530
400	280	455	335	545	360	575	360	575
500	320	515	380	620	405	660	405	660
600	355	575	420	690	455	740	455	740
700	385	630	460	755	490	815	490	815
750	400	655	475	785	500	845	500	845
800	410	680	490	815	515	880	515	880
900	435	730	520	870	555	940	555	940
1000	455	780	545	935	585	1000	585	1000

Fuente: Normas técnicas para instalaciones eléctricas, 1981, tabla 302.4.

Anexo 2. Tabla factor de distribución S_f , de red de tierras



Fuente: Mejía Villegas S.A, Subestaciones de alta y extra alta tensión, red de tierras.